

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

На правах рукопису

НАХОДОВ ВОЛОДИМИР ФЕДОРОВИЧ



УДК 621.311

**УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ СПОЖИВАННЯ ТА  
ЕФЕКТИВНІСТЮ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ  
В ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ**

Спеціальність 05.14.01 – Енергетичні системи та комплекси

**Дисертація**  
на здобуття наукового ступеня  
доктора технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень.  
Використання ідей, результатів і текстів інших  
авторів мають посилання на відповідне джерело

  
В.Ф.Находов

Науковий консультант: доктор технічних наук,  
професор Денисюк Сергій Петрович

Київ – 2018

## АНОТАЦІЯ

**Находов В.Ф.** Управління режимами споживання та ефективністю використання електричної енергії в енергетичних системах. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

**Дисертація на здобуття наукового ступеня** доктора технічних наук за спеціальністю 05.14.01 – енергетичні системи та комплекси. – **Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**, Київ, 2018.

У першому розділі наведено характеристику електроенергетичного комплексу України, його особливості та роль у підвищенні ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) у державі.

Обґрунтовано, що підвищення ефективності використання ПЕР в електроенергетичному секторі є неможливим без формування та підтримання енергетично ефективних режимів виробництва і передачі електричної енергії, які суттєво залежать від режимів її споживання. Доведено, що управління електроспоживанням в енергетичній системі є важливим засобом підвищення енергетичної ефективності електроенергетичної галузі.

Показано, що однією з відчутних проблем електроенергетики є нерівномірність добових графіків попиту споживачів на електричну потужність, яка у поєднанні з дефіцитом маневрених генеруючих потужностей негативно впливає на функціонування енергетичної системи. Обґрунтовано, що значного покращення режимів виробництва та передачі електроенергії в енергосистемі можна досягти шляхом залучення її споживачів до вирішення цієї проблеми.

Доведено, що в ринкових умовах основним «інструментом» для залучення споживачів до участі у регулюванні графіків навантаження енергосистеми є тарифи на електричну енергію, зокрема, тарифи, диференційовані за часом.

У другому розділі досліджено результати застосування діючих в Україні диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію. Зокрема,

проаналізовано динаміку зміни кількості споживачів, що використовують такі тарифи, й їх попиту на електричну енергію, а також результат впливу цих тарифів на режими виробництва та споживання електроенергії. Доведено, що зазначені диференційовані тарифи вичерпали можливості ефективного стимулювання споживачів до подальших змін характеру їх попиту на електричну потужність та не сприяють залученню нових споживачів до участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми.

Показано, що удосконалення та подальший розвиток існуючих диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію потребує розширеного їх аналізу. Розроблено методологію та виконано дослідження впливу основних груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми. Доведено, що основний вплив на нерівномірність зазначених графіків здійснюють групи споживачів «Населення» та «Промисловість». Створено методологічні засади та проведено аналіз коректності встановлення меж і тривалості тарифних зон доби. Обґрунтовано, що діючі тарифні зони доби не відповідають сучасним потребам управління попитом споживачів на електричну потужність. Розроблено методологічні основи та виконано дослідження впливу на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми щогодинної зміни попиту на потужність споживачів, що використовують диференційовані тарифи. Доведено, що ці споживачі в окремі години доби чинять як позитивний, так і негативний вплив на нерівномірність навантаження енергосистеми.

Обґрунтовано, що подальший розвиток ринкових методів управління режимами споживання електричної потужності в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України доцільно здійснювати у напрямках, альтернативних простому удосконаленню існуючих диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію.

У третьому розділі показано, що одним із можливих напрямів удосконалення ринкових методів управління попитом споживачів на електричну потужність є створення нових, більш ефективних механізмів залучення

електропередавальних організацій і споживачів до участі у вирівнюванні графіків електричного навантаження енергосистеми.

Обґрунтовано, що дієвим «інструментом» залучення споживачів до вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми може слугувати встановлення та використання плати за профіль електричної потужності, тобто за визначену конфігурацію добових графіків електричного навантаження електропередавальних організацій, окремих споживачів чи їх груп.

Показано, що встановлення плати за профіль електричного навантаження являє собою окремий напрям розвитку ринкових механізмів управління попитом споживачів на електричну потужність, незалежний від вже існуючих в Україні інших методів такого управління та досягнутих результатів їх застосування.

Обґрунтовано, що економічне стимулювання участі електропередавальних організацій і споживачів у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми має здійснюватись адресним шляхом, тобто тільки по відношенню до тих із них, які заздалегідь погодились на участь у цьому процесі та реально сприяли вирішенню даної задачі.

Розроблено методологічні засади оцінювання зниження витрат на виробництво електроенергії, яке може бути одержане у результаті вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми.

Створено концепцію та методологічні основи побудови і використання механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності в ОЕС України. Доведено, що застосування зазначеного механізму, у порівнянні з діючими диференційованими за зонами доби тарифами на електроенергію, дасть змогу створити більш дієві стимули до активної участі електропередавальних організацій і споживачів в управлінні режимами виробництва та передачі електричної енергії в ОЕС України.

У четвертому розділі розглянуто проблему кількісної оцінки та контролю ефективності використання ПЕР та доведено необхідність її вирішення для досягнення значних результатів у сфері енергозбереження.

Проаналізовано діючу в Україні систему нормування питомих витрат електричної енергії як основний «інструмент» контролю ефективності її використання. Доведено, що існуюча система нормування має низку недоліків, які не дають можливості встановлювати достатньо обґрунтовані норми питомих витрат електроенергії, що не дає змоги на їх основі здійснювати об'єктивний контроль енергоефективності, а також якісне та дієве управління енергозбереженням.

Показано, що одним із напрямів удосконалення методів оцінки та контролю ефективності енерговикористання є подальший розвиток методології побудови балансів споживання електричної енергії. Розглянуто традиційні методи побудови балансів споживання електроенергії. Обґрунтовано, що перспективним шляхом розвитку методів складення електробалансів є застосування для цього ймовірно-статистичних методів, які, на відміну від розрахунково-аналітичного методу, здатні в умовах недостатніх і недостовірних вихідних даних забезпечити побудову достовірних й обґрунтованих балансів споживання електричної енергії.

Зазначено, що необхідними й актуальними є розробки у напрямку створення та застосування методів контролю ефективності використання ПЕР, альтернативних нормуванню їх питомих витрат. Доведено, що одним із доцільних напрямів розвитку альтернативних підходів до оцінки та контролю енергоефективності є розроблення методології побудови та функціонування локальних систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії. Обґрунтовано, що прототипом для створення таких систем можуть послужити існуючі методики побудови та застосування традиційних систем контролю і планування енергоспоживання (систем КіП), які у зарубіжній практиці відомі під назвою *Monitoring and Targeting Systems*.

Проаналізовано традиційну методику побудови та функціонування систем КіП. Доведено, що традиційні системи КіП мають низку недоліків, через що такі системи не дають змоги отримувати достатньо об'єктивну кількісну оцінку рівня ефективності використання ПЕР, і тому «механічне» застосування існуючих

методик побудови та функціонування таких систем контролю на вітчизняних підприємствах не видається можливим та доцільним.

У п'ятому розділі запропоновано загальні принципи застосування ймовірно-статистичного підходу до побудови балансів споживання електричної енергії в умовах недостатніх та нечітко визначених вихідних даних. Показано, що при вирішенні цієї задачі доцільно використовувати ієрархічний підхід, будуючи спочатку баланси за видами продукції, а потім за агрегатами.

Розроблено методологію складення електробалансів на основі ймовірно-статистичного підходу для різних умов і випадків їх побудови, яка у порівнянні з традиційним розрахунково-аналітичним методом, дає можливість одержувати більш достовірні баланси споживання електроенергії, структура витратної частини яких є найбільш ймовірною. Доведено, що електробаланси, які складено з використанням ймовірно-статистичних методів, на відміну від розрахунково-аналітичних, є більш технічно та технологічно обґрунтованими, оскільки вони базуються, зокрема, на даних додаткових спостережень або застосуванні експертних методів; на побудові та використанні адекватних математичних моделей залежності між обсягами виробництва продукції та відповідними обсягами електроспоживання або на застосуванні аналітичних залежностей між обсягами електроспоживання, виробництва продукції та параметрами технологічних процесів.

Показано, що побудовані з застосуванням ймовірно-статистичних методів електробаланси можуть служити підґрунтям для здійснення оперативного контролю ефективності використання електричної енергії на відповідних виробничо-господарських і технологічних об'єктах.

У шостому розділі створено методологію побудови та функціонування локальних систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії. Розроблено методологічні засади визначення складу найбільш важливих чинників, що мають бути включені до математичних моделей обсягів споживання електричної енергії, які дають змогу комплексно вирішувати задачу встановлення оптимального набору виробничих параметрів із урахуванням

їх відносної важливості та додаткових обмежень, пов'язаних із організацією збору й обробки відповідних статистичних даних.

Створено методологію вибору найбільш «прийнятних» математичних моделей обсягів електроспоживання та методів їх побудови, яка дає можливість здійснювати конкурентний відбір цих моделей як за показниками їх адекватності, так і за низкою додаткових критеріїв, зокрема, таких як витрати часу, трудових й інших ресурсів, необхідних для побудови та подальшого використання відповідних моделей.

Доведено, що обґрунтовані цільові змінні електроспоживання, необхідні для здійснення оперативного контролю енергоефективності, слід встановлювати на основі визначення меж довірчих інтервалів до багатфакторних математичних моделей обсягу споживання електричної енергії відповідними технологічними об'єктами. Розроблено методологічні основи встановлення таких цільових змінних електроспоживання.

Створено методологію контролю виконання встановлених цільових змінних електроспоживання, яка ґрунтується на використанні методів статистичного контролю якості продукції. Розроблено процедуру контролю виконання цільових змінних на основі застосування методу послідовного аналізу Вальда, яка дає змогу оперативно визначати моменти невідповідного підвищення або зниження ефективності використання електричної енергії, своєчасно здійснювати заходи для підтримання запланованого її рівня, а також кількісно оцінювати обсяги економії або перевитрати електроенергії, яка відбувалася протягом відповідного періоду.

Запропоновано концепцію та створено методологію побудови інтегрованих систем контролю ефективності використання електричної енергії, яка базується на поєднанні існуючої системи нормування її питомих витрат із застосуванням удосконалених локальних систем оперативного контролю енергоефективності.

**Ключові слова:** електроенергетична система, додаткові витрати на виробництво електроенергії, вирівнювання графіків навантаження енергосистеми, управління попитом споживачів на електричну потужність, диференційовані за

часом тарифи на електроенергію, адресне управління режимами споживання електричної потужності, ймовірно-статистичний підхід до побудови електробалансів, оперативний контроль ефективності використання електроенергії, цільові змінні електроспоживання, інтегрована система контролю ефективності використання електроенергії.

## ABSTRACT

**Nakhodov V.F.** Management of electricity consumption regimes and efficiency of electric energy use in power systems. – Qualifying scientific work on the rights of manuscripts.

**Thesis for obtaining a scientific degree** of doctor of technical sciences in specialty 05.14.01 - energy systems and complexes. – **National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»**, Kiev, 2018.

The first section describes the characteristics of the Ukrainian power sector, its features and its role in increasing the efficiency of the use of fuel and energy resources (FER) in the state.

It is substantiated that the increase of the efficiency of the use of FER in the electricity sector is impossible without the formation and maintenance of energy efficient modes of production and transmission of electricity, which in their turn are significantly dependent on the consumption patterns. It is proved that the management of power consumption in the energy system is an important instrument of improving the energy efficiency of the power sector.

It is shown that one of the tangible problems of the power sector is the irregularity of the daily schedules of consumer demand for electric power, which, combined with a shortage of maneuverable generating capacities, negatively affects the functioning of the power system. It is substantiated that considerable improvement of



modes of production and transmission of electricity in the power grid can be achieved by involving the consumers in this problem's solution.

It is proved that in the market conditions, the main "tool" for attracting consumers to participate in the regulation of the load schedules of the grid is electricity tariffs, in particular, rates differentiated in time.

The second section examines the results of the application of electricity tariffs differentiated in time zones in Ukraine. In particular, the dynamics of changes in the number of consumers using such tariffs, and their electricity demand, as well as the result of the influence of these tariffs on the modes of production and consumption of electricity are analyzed. It is proved that these differentiated tariffs have exhausted the possibilities of effective stimulation of consumers for further changes in the nature of their demand for electric power and do not facilitate the attraction of new consumers to participate in the alignment of daily load schedules of the grid.

It is shown that the improvement and further development of the existing time zone differentiated electricity tariffs requires an expanded analysis. The methodology was developed and the research of the influence of the main consumer groups on the irregularity of the daily load schedules of the power system was performed. It is proved that the main influence on the irregularity of the indicated graphs is carried out by the "Population" and "Industry" groups of consumers. The methodological principles have been created and the analysis of the correctness of the establishment of limits and duration of tariff zones during the day has been carried out. It is substantiated that current tariff zones for daily billing do not meet the modern needs of managing demand of consumers for electric power. The methodological bases have been developed and the impact study on the irregularity of the daily load schedules of the power system of the hourly change in power demand of the consumers using differentiated tariffs has been performed. It is proved that these consumers at certain time of the day have both a positive and a negative effect on the irregularity of the power system's load.

It is substantiated that further development of market methods of management of the modes of electric power consumption in the UES of Ukraine should be carried

out in the directions alternative to simple improvement of existing electricity tariffs differentiated by zones.

The third section shows that one of the possible ways of improving market-based methods for managing consumer demand for electric power is the creation of new, more effective mechanisms for attracting transmission companies and consumers to participate in the alignment of the schedules of the electric load of the grid.

It is substantiated that the effective "tool" for attracting consumers to smooth the daily load schedules of the power system can be the establishment and use of payment for the electric power profile, that is, for the defined configuration of daily schedule of electric load for transmission companies, individual consumers or their groups.

It has been shown that the establishment of a charge for the electric load profile is a separate direction of the development of market mechanisms for controlling the demand of electric power consumers, independent of other existing methods of such management in Ukraine and the achieved results of their application.

It is substantiated that the economic stimulation of the participation of transmission companies and consumers in the alignment of the daily load schedules of the power system should be carried out by the targeted way, that is, only in relation to those parties who have agreed in advance to participate in this process and really contributed to the solution of this task.

The methodological principles of estimating the reduction of expenses for electricity production, which can be obtained as a result of smoothing of the daily load schedules of the power system, are developed.

The concept and methodological bases of the implementation and use of the mechanism of address control of electric power consumption modes in the united energy system of Ukraine have been created. It is proved that the application of this mechanism, in comparison with the existing differentiated by the zones of the day electricity tariffs, will allow to create more effective incentives for the active participation of transmission organizations and consumers in the management of the modes of production and transmission of electric energy in the UES of Ukraine.

In the fourth section the problem of quantitative assessment and control of the efficiency of the use of FER is considered and the necessity of its solution for achieving significant results in the field of energy saving has been proved.

The current system of standardization of specific energy consumption in Ukraine is analyzed as the main "tool" for controlling the efficiency of its use. It is proved that the existing system of valuation has a number of shortcomings which do not allow to establish sufficiently substantiated norms of specific energy consumption, which prevents them from carrying out objective monitoring of energy efficiency, as well as high-quality and efficient management on energy saving.

It is shown that one of the directions of improving the methods for estimating and controlling the efficiency of energy use is the further development of the methodology for constructing balances of electricity consumption. The traditional methods of calculating electricity consumption balances are considered. It is substantiated that the perspective way of developing the methods of making electric balances is to use probabilistic statistical methods that, in contrast to the calculation and analytical method, can provide reliable and justified balances of electric energy consumption in conditions of insufficient and inadequate input data.

It is noted that the necessary and actual are the development in the direction of creating and applying methods for controlling the efficiency of the use of FER, alternative to the normalization of their specific costs. It is proved that one of the most expedient directions of development of alternative approaches to the estimation and control of energy efficiency is the development of a methodology for the construction and functioning of local systems of operational control of the efficiency of electric energy use. It is substantiated that the prototype for creation of such systems can be the existing methods of construction and application of traditional power control and planning systems (CaP systems), which in foreign practice are known as Monitoring and Targeting Systems.

The traditional method of construction and functioning of CaP systems is analyzed. It is proved that traditional CaP systems have a number of shortcomings, which means that such systems do not allow to obtain a fairly objective quantitative

assessment of the level of efficiency of the use of FER, and therefore "mechanical" application of existing methods of construction and functioning of such control systems at domestic enterprises is not possible and appropriate.

The fifth section proposes general principles for the application of the probabilistic and statistical approach to the construction of balances of electricity consumption in conditions of insufficient and unclear input data. It is shown that in solving this problem, it is expedient to use a hierarchical approach, first creating balances according to the types of products, and then for aggregates.

The methodology of compiling electro-balances on the basis of the probabilistic-statistical approach for different conditions and cases of their construction, which, in comparison with the traditional calculation-analytical method, allows to obtain more reliable balance-sheets of electricity consumption, the structure of the consumable part of which is most likely. It is proved that electric balances, compiled using probabilistic-statistical methods, in contrast to the calculation-analytical ones, are more technically and technologically reasonable, since they are based, inter alia, on additional observations or the application of expert methods; on the construction and use of adequate mathematical models of dependence between volumes of production and corresponding volumes of electricity consumption, or on the application of known analytical relationships between volumes of electricity consumption, production and parameters of technological processes.

It is shown that the electric balances constructed with the use of probabilistic-statistical methods can serve as the basis for conducting operational control over the efficiency of the electricity use at the corresponding production-economic and technological objects.

The sixth section provides a methodology for the construction and operation of local systems for operational monitoring of the efficiency of electricity use. The methodological principles of determining the composition of the most important factors to be included in the mathematical models of electricity consumption are developed, which allow to solve the problem of establishing the optimal set of industrial parameters

taking into account their relative importance and additional restrictions related to the organization of collection and processing of the corresponding statistical data.

The methodology of choosing the most "acceptable" mathematical models of volumes of electricity consumption and methods of their construction is created, which allows for the competitive selection of these models, both in terms of their adequacy indicators, and in a number of additional criteria, in particular, such as time, labor and other resources needed for construction and subsequent use of appropriate models.

It is proved that justified target energy variables required for operational control of energy efficiency should be established on the basis of determining the limits of confidence intervals for multifactor mathematical models of the volume of electric energy consumption by the corresponding technological objects. The methodological background for establishing such target energy variables have been developed.

A methodology for monitoring the fulfillment of target variables of electricity consumption, based on the use of methods of statistical control of product quality, has been developed. A procedure for controlling the implementation of target variables has been developed based on the use of Wald's sequential analysis method, which enables to quickly determine the moments of non-random increase or decrease of efficiency of electric energy use, to timely take measures to maintain its planned level, and also to quantify the amounts of savings or over-utilization of the electricity that took place during the relevant period.

The concept is proposed and the methodology of construction of integrated systems for controlling the efficiency of electricity use, based on the combination of the existing system of the normalization of its specific costs, with the use of advanced local operational control systems of energy efficiency, is developed.

**Key words:** electric power system, additional expenses for electricity production, equalization of load schedules of power system, control of consumer's electricity demand, time-differentiated electricity tariffs, address management of electric power consumption regimes, probabilistic-statistical approach to the calculation of electric balances, operational control of the efficiency of electricity use, target energy consumption variables, integrated energy efficiency control system.

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Праховник А.В., Находов В.Ф. Создание многофункциональной системы розничных тарифов на электрическую энергию. *Энергетика и электрификация*. 1996. № 1. С. 40–42.
2. Праховник А.В., Находов В.Ф. Проблеми, методи та засоби управління використанням електричної енергії. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 1997. № 1. С. 41–48.
3. Находов В.Ф., Замулко А.И., Федоренко Л.Н. Тарифы на электрическую энергию как средство управления энергоснабжением-энергопотреблением в рыночных условиях. *Энергетика и электрификация*. 1998. № 2–3. С. 46–48.
4. Находов В.Ф., Замулко А.И. Визначення впливу споживачів на нерівномірність електричного навантаження енергетичної системи. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 1998. № 3. С. 19–21.
5. Находов В.Ф., Замулко А.И. Дифференцирование тарифов на электроэнергию по уровням питающего напряжения потребителей. *Промышленная энергетика*. 1998. № 9. С. 39–43.
6. Находов В.Ф., Замулко А.И. Система оптовых та роздрібних тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 1998. № 1. С. 22–26.
7. Праховник А.В., Находов В.Ф., Замулко А.И. Маневрене електричне навантаження споживачів як засіб «компенсації» зростання нерегульованих генеруючих потужностей атомних енергоблоків. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2006. № 2. С. 10–16.

8. Находов В.Ф. Энергосбережение и проблема контроля эффективности энергоиспользования. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2007. № 1. С. 34–42.
9. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Кочетова К.К. Аналіз діючих в Україні методик нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2007. № 2. С. 42–48.
10. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Ймовірно-статистичний підхід до побудови енергобалансів виробничо-господарських об'єктів. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2007. № 6. С. 45–54.
11. Праховник А.В., Находов В.Ф., Бориченко О.В. Контроль ефективності енерговикористання – ключова проблема управління енергозбереженням. *Енергосбережение, энергетика, энергоаудит*. 2009. № 8 (66). С. 41–54.
12. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Тишко О.В. Удосконалення діючої системи нормалізації енергоспоживання на основі контролю і планування витрат електричної енергії. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2010. № 3. С. 51–58.
13. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Побудова оптимальних розрахункових моделей електробалансів виробничо-господарських об'єктів. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2010. № 6. С. 47–51.
14. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Вибір необхідного складу критеріїв адекватності математичних моделей енергоспоживання в системах оперативного контролю енергоефективності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2013. № 3. С. 68–77.
15. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Контроль ефективності енерговикористання в системі енергетичного менеджменту. *Вісник Київського національного університету технологій та дизайну*. 2013. № 6. С. 67–77.
16. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Вибір найбільш прийнятної математичної моделі для встановлення стандартів енергоспоживання виробничих об'єктів. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 2014. № 1. С. 20–29.

17. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О., Єгорова І.О. Комплексний підхід до визначення складу чинників, що впливають на величину енергоспоживання при впровадженні систем оперативного контролю енергоефективності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2014. № 2. С. 68–77. (Включена до міжнародної наукометричної бази даних Google Scholar).

18. Аль Шарари М., Находов В.Ф., Исаенко Ю.Н. Энергетика Иордании: современное состояние и перспективы развития. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2014. № 4. С. 83–91. (Включена до міжнародної наукометричної бази даних Google Scholar).

19. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Исаенко Ю.Н. Определение первоочередных направлений совершенствования дифференцированных тарифов на электрическую энергию. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2015. № 1 (78). С. 24–32. (Включена до міжнародної наукометричної бази даних Index Copernicus).

20. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О., Якобюк І.В. Виявлення «проблемних» ділянок схеми електропостачання для верифікації розрахункових електробалансів. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2015. № 2/8 (74). С. 4–10. (Включена до міжнародної наукометричної бази даних Index Copernicus).

21. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О., Мазасва Т.В. Аналіз методики розрахунку нормативних витрат електричної енергії на виробництво і транспортування тепла. *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*. 2015. № 6. С. 2–11. (Включена до міжнародної наукометричної бази даних Google Scholar).

22. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Мединцева Д.А. Оценка влияния изменения спроса потребителей на электрическую мощность на неравномерность суточных графиков нагрузки энергосистемы. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 2016. № 1. С. 31–38. (Включена до міжнародної наукометричної бази даних Index Copernicus).



23. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Мединцева Д.А. Анализ длительности и границ существующих тарифных зон суток. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 2 С. 88–97. (Включена до міжнародної наукометричної бази даних Google Scholar).

24. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Чекамова В.В. Оценка потенциала снижения затрат энергосистемы в результате выравнивания суточных графиков ее электрической нагрузки. *Вісник Національного Технічного Університету «ХПІ»*. 2016. № 4 (1176). С. 21–31. (Включена до міжнародної наукометричної бази даних Ulrich's Periodicals Directory).

25. Праховник А.В., Находов В.Ф., Замулко А.И. Экономические предпосылки повышения экологической безопасности объектов энергетики. *Методические вопросы исследования больших систем энергетики*. 1995. № 47. С. 172–177.

26. Находов В.Ф., Замулко А.И. Определение скидки к оптовым рыночным тарифам на электрическую энергию за участие потребителей в снижении дефицита мощности энергосистемы. *Експрес-новини: наука, техніка, виробництво*. Киев, 1997. 14 с.

27. Находов В.Ф., Замулко А.И. Экономические методы оперативного управления электрическими нагрузками. *Вісник УБЕНТЗ*. 1998. № 6. С. 112–114.

28. Находов В.Ф., Замулко А.И. Функциональные зависимости платы потребителей за неравномерность спроса на электрическую мощность. *Вісник УБЕНТЗ*. 1999. № 1. С. 49–52.

29. Праховник А.В., Находов В.Ф., Замулко А.І. Актуальні питання управління попитом на електричну енергію та потужність. *Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості*. 2010. № 7. С. 191–193.

30. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Контроль та аналіз виконання встановлених «стандартів» в системах статистичного контролю ефективності використання електричної енергії. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2011. № 2. С. 16–23.

31. Находов В.Ф. Принципы формирования дифференцированных тарифов. О перспективах тарифных исследований для энергетики Украины. Семинар *Маркетинг в энергетике и его обеспечение*. Киев, 1993. С. 12–13.

32. Находов В.Ф., Фан Тхи Тхань Бинь. Установление тарифных периодов для экономического управления потреблением электрической мощности. Семинар *Концептуальные и методические вопросы формирования и реализации программ стабилизации энергетической отрасли*. Киев, 1995. С. 43–45.

33. Находов В.Ф., Замулко А.И. Стимулирование участия потребителей в повышении надежности электроснабжения посредством системы тарифов на электрическую энергию. Семинар *Инвестиционные ресурсы для стабилизации функционирования систем энергетики*. Киев, 1996. Т. 2. С. 23–25.

34. Находов В.Ф., Замулко А.И. Формирование тарифных групп потребителей как способ сокращения неплатежей за использованную энергию. Семинар *Организация обслуживания долгов в энергетике как фактор стабилизации ее функций*. Киев, 22–25 октября 1996. С. 36–39.

35. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Проблема контролю ефективності енерговикористання – основа практичного вирішення задач енергозбереження. Міжнародна конференція *Енергозбереження, екологія, ефективність: шляхи зниження енергозалежності України*. Київ, 14 травня 2008. С. 55–57.

36. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Побудова енергобалансів виробничо-господарських об'єктів ймовірно-статистичним методом. III міжнародна науково-практична конференція *Енергоефективність великого промислового регіону*. Донецьк, 3–5 червня 2008. С. 150–155.

37. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Побудова енергобалансів виробничо-господарських об'єктів на основі апарату нечіткої логіки та математики. XXIII міжнародна конференція *Комплексне вирішення проблем енергозбереження в промисловій та комунальній енергетиці UKR-POWER 2008*. Ялта, 17–21 червня 2008. С. 43–47.

38. Праховник А.В., Находов В.Ф., Бориченко О.В. Контроль ефективності енерговикористання – ключова проблема управління енергозбереженням. IV

міжнародна науково-практична конференція *Енергетична безпека та енергозбереження на транспорті: технології та інвестиції*. Одеса, 10–12 червня 2009. С. 86–103.

39. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Мусатова О.О. Побудова оптимальних розрахункових моделей електробалансів виробничо-господарських об'єктів. Науково-технічна конференція *Енергетика, гірництво: економіка, технології, екологія* присвячена вшануванню 90 років від дня народження В.М. Винославського. Київ, 14–15 січня 2010. URL: [uek.kpi.ua/BOOKS/conference\\_energy.../Vinoslavskiy\\_conference.docx](http://uek.kpi.ua/BOOKS/conference_energy.../Vinoslavskiy_conference.docx).

40. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Мусатова О.О. Побудова балансів споживання електроенергії виробничих об'єктів з використанням імовірісно-статистичних методів. Науково-технічна конференція молодих дослідників, аспірантів та магістрантів *Енергетика: економіка, технології, екологія*. Київ, 20–21 травня 2010.

41. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Вибір методу математичного моделювання енергоспоживання в системах оперативного контролю енергоефективності. І Міжнародна науково-технічна конференція викладачів, аспірантів і студентів *Сучасні проблеми систем електропостачання промислових та побутових об'єктів*. Донецьк, 2013. С. 197.

42. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Удосконалення методологічних засад побудови систем оперативного контролю ефективності енерговикористання. IV Международная научно-практическая конференция *Энергозбережение на дорожном транспорте и промышленности*. Днепропетровск, 2013. С. 90.

43. Nakhodov V., Skeie N., Pfeiffer C.F., Borichenko E., Ivanko D. Development of methods for monitoring of energy efficiency in the energy management systems. Міжнародна науково-практична та навчально-методична конференція *Сталий енергетичний розвиток: сучасні тенденції, технології та рішення*. Київ, 2014. С. 61.

44. Baskys A., Nakhodov V., Ivanko D., Pfeiffer C. Calculation of Electrical Energy Balances of Production Systems Based on Probabilistic-Statistical Approach. IEEE 3rd Workshop on Advances *Information, Electronic and Electrical Engineering* AIEEE 2015. Riga, 2015. Pp. 1–6.

45. Башкис А., Иванько Д.О., Находов В.Ф. Определение численных значений статей электробалансов производственных объектов в условиях неопределенности исходной информации. *Автоматический контроль и автоматизация производственных процессов*. Минск, 2015. С. 142–146.

46. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Мединцева Д.А. Анализ установленных зон суток существующих дифференцированных тарифов на электроэнергию. III міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку* REMS 2016. Київ, 30 травня–1 червня 2016. С. 84–85.

47. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Иванько Д.О., Ройтер А.В., Пахарев Ю.В. Застосування ймовірнісно-статистичного підходу для побудови балансів електроспоживання котельних. III міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку* REMS 2016. Київ, 30 травня–1 червня 2016. С. 82–83.

48. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Мединцева Д.А. Дополнительные затраты энергосистемы на покрытие неравномерных графиков электрической нагрузки. VIII міжнародна науково-технічна конференція молодих дослідників, аспірантів та студентів *Енергетика. Екологія. Людина*. Київ, 1–3 червня 2016. С. 265–269.

49. Nakhodov V., Baskys A., Pfeiffer C., Ivanko D. Identification of technological equipment with significant impact on uncertainty of electrical balances. *Information, Electronic and Electrical Engineering* AIEEE 2016, eStream. Vilnius, 2016. Pp. 1–6.

50. Nakhodov V., Baskys A., Borichenko E., Ivanko D. Application of sequential analysis of Wald for energy efficiency monitoring. IEEE 4th Workshop on

*Advances Information, Electronic and Electrical Engineering AIEEE 2016. Vilnius, 2016. Pp. 1–6.*

51. Находов В.Ф., Минкин А.Ю. Методика установления одноставочных тарифов на электрическую энергию, дифференцированных по периодам времени. Киев: Киев.полит.ин-т, 1994. 33 с. (Укр.-Деп. в ГНТБ Украины 18.04.94 № 724-Ук94 // Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1994. № 10).

52. Находов В.Ф., Праховник А.В., Замулко А.И. Методика установления экологической составляющей к тарифам на электрическую энергию. Киев: Нац.техн.ун-т Украины «КПИ», 1995. 31 с. (Рус.-Деп.в ГНТБ Украины 04.09.95 № 2054-Ук95 // Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1996. № 2).

53. Находов В.Ф., Замулко А.И. Методика встановлення ступінчастих тарифів на електричну потужність, диференційованих за групами споживачів та періодами часу. Київ: НТУУ «КПІ», 1997. (Рукопис деп. в ДНТБ України 24.11.97 № 576-Ук-97).

54. Находов В.Ф., Замулко А.И. Определение скидки к оптовым рыночным тарифам на электрическую энергию за участие потребителей в снижении дефицита мощности энергосистемы. Киев: Нац.техн.ун-т. Украины «Киев.полит.ин-т.», 1997. 14 с. (Рус.-Деп. в УкрИНТЭИ 07.02.97 № 164-Уі97).

55. Находов В.Ф., Замулко А.И. Методика встановлення ступінчастих тарифів на електричну енергію, диференційованих за обсягом електроспоживання. Київ: Нац.техн.ун-т України «КПІ», 1998. (Рукопис деп. в ДНТБ України 09.03.98 № 122-Ук-98).

56. Праховник А.В., Замулко А.И., Находов В.Ф., Попов В.А. Анализ мировой тарифной политики в области электроэнергетики. Обоснование и формирование концепции ценообразования на электрическую энергию в Украине. Киев: Нац. техн. ун-т Украины «Киев. политехн. ин-т», 2000. 141 с. (Рус.-Рукопись деп. в ГНТБ Украины 11.12.2000 №215-Ук2000).

57. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Свідectво про реєстрацію авторського права на твір «Методика побудови оптимальних розрахункових моделей балансів

споживання електричної енергії виробничо-господарських об'єктів». № 38503; заявл. 14.04.2011; зареєстр. 26.05.2011; Бюл. № 25.

58. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір «Методика встановлення обґрунтованих «стандартів» споживання електроенергії та здійснення об'єктивного контролю їх виконання в системах статистичного контролю ефективності енерговикористання». № 38504; заявл. 13.05.2011; зареєстр. 26.05.2011; Бюл. № 25.

59. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на науковий твір «Механизм целевого управления режимами потребления электрической мощности в ОЭС Украины. № 68051; заявл. 04.08.2016; зареєстр. 29.09.2016.

60. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на науковий твір «Ймовірісно-статистичний підхід до побудови балансів електроспоживання на підприємствах теплоенергетики». № 69589; заявл. 04.11.2016; зареєстр. 04.01.2017.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	29
РОЗДІЛ 1. УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ ЯК НАПРЯМ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОМУ КОМПЛЕКСІ УКРАЇНИ.....	46
1.1. Електроенергетичний комплекс, його особливості та роль у підвищенні ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів.....	46
1.2. Загальна характеристика електроенергетичного комплексу України.....	49
1.2.1. Організаційна структура електроенергетичної галузі.....	49
1.2.2. Обсяги та структура виробництва електричної енергії в Україні.....	51
1.2.3. Споживачі електричної енергії.....	58
1.3. Основні проблеми функціонування електроенергетичного комплексу України.....	61
1.4. Напрями вирішення проблем електроенергетики України.....	71
1.5. Тарифи на електроенергію як основний «інструмент» економічного управління електроспоживання.....	80
1.6. Тарифи на електричну енергію в Україні.....	87
Висновки до розділу 1.....	95
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ДІЮЧИХ В УКРАЇНІ ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИХ ЗА ЧАСОМ ТАРИФІВ ЯК ЗАСОБІВ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ.....	98
2.1. Оцінювання результатів впливу диференційованих за добовими зонами тарифів на зміну режимів споживання електроенергії в об'єднаній енергосистемі України.....	98
2.1.1. Аналіз динаміки зміни кількості та складу споживачів електроенергії, що використовують диференційовані за зонами доби (зонні) тарифи.....	99
2.1.2. Аналіз динаміки зміни попиту на електроенергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи.....	105

2.1.3. Узагальнена оцінка результатів використання диференційованих за добовими зонами тарифів як засобу управління режимами споживання електричної енергії в об'єднаній енергосистемі України.....	113
2.2. Методологія та результати розширеного дослідження діючих в Україні диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію.....	119
2.2.1. Оцінка характеру та ступеню впливу попиту на електричну потужність споживачів на нерівномірність графіків навантаження енергосистеми.....	119
2.2.2. Аналіз коректності встановлення меж і тривалості тарифних зон доби.....	132
2.2.3. Оцінка характеру та ступеню протидії зміни навантаження «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність «недифтарифних» споживачів.....	144
Висновки до розділу 2.....	150
РОЗДІЛ 3. МЕХАНІЗМ АДРЕСНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ УКРАЇНИ.....	152
3.1. Особливості покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність в об'єднаній енергосистемі України.....	152
3.2. Оцінка потенціалу зниження витрат енергосистеми в результаті вирівнювання добових графіків її електричного навантаження.....	155
3.3. Ідея створення та переваги механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності в енергосистемі.....	166
3.4. Загальний алгоритм функціонування механізму адресного управління попитом споживачів на електричну потужність.....	170
3.4.1. Підготовчий етап.....	171
3.4.2. Етап планування.....	176
3.4.3. Етап остаточних розрахунків.....	178
3.5. Визначення оптимальних графіків і формування «меню» профілів електричного навантаження.....	180



3.6. Необхідна нормативно-правова та методична підтримка реалізації Проекту.....	188
Висновки до розділу 3.....	189
РОЗДІЛ 4. ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ І ПРОБЛЕМА ОЦІНКИ ТА КОНТРОЛЮ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	192
4.1. Проблема кількісної оцінки та контролю ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів та її роль у досягненні необхідних результатів енергозбереження.....	192
4.2. Діюча в Україні система нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів та її недоліки.....	198
4.3. Можливі напрямки удосконалення та подальшого розвитку методів оцінки та контролю ефективності енерговикористання в Україні.....	209
4.4. Існуючі методи побудови балансів споживання електричної енергії на виробничо-господарських об'єктах.....	212
4.5. Оперативний контроль ефективності використання електроенергії на основі побудови систем контролю і планування електроспоживання.....	221
Висновки до розділу 4.....	235
РОЗДІЛ 5. МЕТОДОЛОГІЯ ЗАСТОСУВАННЯ ЙМОВІРНІСНО-СТАТИСТИЧНИХ МЕТОДІВ ДЛЯ ПОБУДОВИ ЕЛЕКТРОБАЛАНСІВ ВИРОБНИЧИХ ОБ'ЄКТІВ.....	238
5.1. Загальні принципи застосування ймовірнісно-статистичного підходу до побудови балансів споживання електроенергії.....	238
5.1.1. Випадковий характер кількісних оцінок статей електробалансу та можливість знаходження найбільш ймовірної структури його витратної частини.....	238
5.1.2. Методичні основи побудови оптимальних розрахункових моделей електробалансів виробничо-господарських об'єктів.....	249
5.1.2.1. Експертне визначення найбільш ймовірних інтервалів можливих значень коефіцієнтів завантаження обладнання.....	251

5.1.2.2. Визначення найбільш достовірних розрахункових моделей електробалансу з застосуванням методів оптимального програмування.....	256
5.2. Застосування ймовірнісно-статистичних методів у різних умовах і випадках побудови електробалансів виробничих об'єктів.....	259
5.2.1. Ієрархічний підхід до побудови балансів споживання електроенергії з застосуванням ймовірнісно-статичних методів.....	259
5.2.2. Побудова електробалансів виробничих об'єктів за відомими загальними обсягами споживання електроенергії на підприємстві.....	265
5.2.2.1. Побудова гістограм частот появи можливих значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання на основі методу моментних спостережень.....	267
5.2.2.2. Побудова гістограм частот появи можливих значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання на основі методів експертного опитування й імітаційного моделювання.....	270
5.2.2.3. Встановлення теоретичних законів розподілу обсягів електроспоживання за видами продукції та за агрегатами.....	274
5.2.2.4. Визначення найбільш ймовірної структури електробалансів за видами продукції та за агрегатами.....	276
5.2.3. Побудова електробалансів виробничих об'єктів за відомими обсягами споживання електроенергії та виробництва продукції на підприємстві.....	278
5.2.4. Побудова електробалансів виробничих об'єктів за наявності аналітичних залежностей для розрахунку обсягів електроспоживання агрегатів.....	282
5.2.4.1. Проблема визначення обсягів електроспоживання агрегатів за наявними розрахунково-аналітичними залежностями.....	282
5.2.4.2. Загальний алгоритм застосування ймовірнісно-статистичного підходу до побудови електробалансів в умовах наявності відповідних розрахунково-аналітичних залежностей.....	285

5.2.4.3. Моделювання можливих значень нечітко заданих виробничих параметрів.....	286
5.2.4.4. Побудова псевдо реальних електробалансів за агрегатами.....	288
5.2.4.5. Визначення найбільш ймовірної структури витратної частини електробалансу за агрегатами.....	290
Висновки до розділу 5.....	291
<b>РОЗДІЛ 6. МЕТОДОЛОГІЯ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЮ ТА АНАЛІЗУ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....</b>	<b>294</b>
6.1. Комплексний підхід до визначення складу чинників, що впливають на електроспоживання технологічних об'єктів.....	295
6.1.1. Попередній відбір чинників на основі застосування експертних методів.....	297
6.1.2. Визначення ступеню та характеру впливу чинників на обсяги споживання електроенергії з використанням статистичних методів.....	302
6.1.3. Оптимізація складу чинників, які необхідно та доцільно враховувати при побудові математичних моделей електроспоживання.....	306
6.2. Методологія вибору найбільш «прийнятної» математичної моделі електроспоживання технологічних об'єктів.....	308
6.2.1. Методи математичного моделювання електроспоживання та критерії оцінки адекватності моделей.....	308
6.2.2. Універсальна процедура вибору найбільш «прийнятної» математичної моделі електроспоживання.....	313
6.3. Методологічні основи встановлення обґрунтованих цільових змінних електроспоживання.....	317
6.4. Процедура статистичного контролю виконання встановлених цільових змінних електроспоживання.....	320
6.5. Необхідність та методологічні основи створення інтегрованих систем контролю ефективності використання електричної енергії.....	330
Висновки до розділу 6.....	335
<b>ВИСНОВКИ.....</b>	<b>337</b>

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	341
Додаток А Приклад визначення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергетичної системи.....	376
Додаток Б Приклад оцінки додаткових витрат енергосистеми, пов'язаних з необхідністю покриття нерівномірного попиту на електричну потужність, та їх можливого зниження.....	381
Додаток В Приклад функціонування механізму адресного управління режимами споживання електричної енергії в енергетичній системі (підготовчий етап).....	392
Додаток Г Приклад функціонування механізму адресного управління режимами споживання електричної енергії в енергетичній системі (етапи планування й остаточних розрахунків).....	401
Додаток Д Приклад експертного оцінювання найбільш ймовірних інтервалів значень нечітко визначених виробничих показників.....	411
Додаток Е Приклад побудови та функціонування системи оперативного контролю ефективності використання електричної енергії на компресорній станції.....	416
Додаток Ж Документи, що підтверджують практичну значимість результатів дисертаційної роботи.....	427

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В умовах недостатньої забезпеченості власними паливно-енергетичними ресурсами (ПЕР), систематичного зростання цін на вітчизняні та імпортовані енергоресурси, для України дедалі більш нагальною стає необхідність практичного вирішення завдань енергозбереження в усіх ланках національної економіки і, зокрема, у паливно-енергетичному комплексі (ПЕК), який завжди був і залишається одним з найбільших споживачів палива та енергії всіх видів.

Досягнення значних результатів у сфері енергозбереження дозволило б зменшити зовнішню енергетичну залежність України, зберігати власні енергоресурси як національне багатство, зменшити шкідливий вплив енергетичних об'єктів на навколишнє середовище, а також більш раціонально витрачати кошти на розвиток ПЕК.

Однією з складових ПЕК є енергетична система, важливою підсистемою якої є електроенергетична система. Тому вирішення проблем раціонального використання енергетичних ресурсів, мінімізації втрат енергії у процесі її виробництва, перетворення, передавання та споживання натеper є актуальними для вітчизняної економіки.

Підвищення ефективності використання ПЕР в електроенергетичному секторі значною мірою залежить від можливості формування та підтримання енергетично ефективних режимів виробництва і передачі електроенергії в енергосистемі. Однак формуванню та підтриманню таких режимів роботи енергосистеми перешкоджає наявність численних проблем, однією з найбільш очевидних та відчутних з яких є проблема покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність.

Необхідність покриття нерівномірного навантаження неминуче пов'язана зі зниженням надійності та економічності функціонування енергетичної системи, а також з погіршенням якості електричної енергії.

Відомо, що енергетична галузь України у різні періоди свого існування тією чи іншою мірою завжди була дефіцитною, що викликало необхідність періодичного застосування адміністративних обмежень попиту споживачів на електричну потужність та енергію. Необхідність таких обмежень, з одного боку, можна пояснити періодичною недостатністю палива на електростанціях. З іншого боку, ситуація, що склалася в електроенергетичній галузі України, ускладнюється ще й тим, що значна частина генеруючого обладнання та електричних мереж вже давно вичерпала свій ресурс і є фізично зношеною.

Однак головним чином необхідність періодичних обмежень попиту споживачів на електроенергію викликана тією обставиною, що в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України існує дефіцит електричної потужності, причиною якого є несприятлива структура генеруючих потужностей енергосистеми. Мова йде про недостатню кількість в ОЕС маневрених енергоблоків, які були б здатними швидко виходити на робочий режим з гарячого або навіть з холодного резерву, а також у широкому діапазоні змінювати величину електричної потужності, що ними виробляється.

Саме з цієї причини в умовах, коли попит споживачів на електроенергію швидко та суттєво змінюється у часі, енергетична система далеко не завжди здатна оперативно підтримувати баланс потужності, що генерується і споживається. Таким чином, не зважаючи на наявність у об'єднаній енергосистемі значного потенціалу не завантажених генеруючих потужностей, надійне та якісне забезпечення попиту споживачів на електричну енергію стає все більш складним завданням для енергетичної галузі.

Найбільш очевидним шляхом вирішення питання збільшення маневрених потужностей в ОЕС України є побудова нових гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС), спорудження та використання парогазових та газотурбінних генеруючих установок (ПГУ та ГТУ), а також модернізація існуючого обладнання гідроелектростанцій (ГЕС) з підвищенням діапазону регулювання потужності гідроагрегатів. Але цей шлях створення в українській енергосистемі оптимальної

структури генеруючих потужностей потребує значних фінансових та матеріальних витрат, а також тривалого часу.

Враховуючи особливості електроенергетики, слід розуміти, що можливість досягнення енергетично ефективних режимів виробництва і передачі електричної енергії суттєво залежить від формування та підтримання відповідних режимів її споживання. Тому вирішення проблеми покриття нерівномірного навантаження енергосистеми потрібно шукати не тільки у напрямку створення і введення в експлуатацію додаткових маневрених генеруючих потужностей «великої» енергетики. Помітного покращення режимів виробництва і передачі електроенергії в об'єднаній енергосистемі, підвищення надійності та економічності її функціонування можна досягти також шляхом ефективного управління режимами електроспоживання, тобто попитом споживачів на електричну потужність. Таке управління на сьогоднішній день здійснюється у багатьох країнах. Можна стверджувати, що такий шлях вирішення зазначеної проблеми на сьогоднішній день слід вважати найменш витратним, найбільш швидким і реальним для української енергетики.

Очевидно, що в ринкових умовах перевагу слід надавати економічним методам управління електроспоживанням, які повинні шляхом створення економічної заінтересованості залучати споживачів до активної участі у вирівнюванні графіків навантаження енергосистеми.

Значний внесок у створення та розвиток механізмів функціонування енергетичної галузі, зокрема і методів управління електроспоживанням, зробили численні науковці, зокрема: А.Я.Аврух, В.В.Михайлов, В.І.Едельман, В.Р.Окороков, Ю.М.Руденко, М.Н.Розанов, Ш.Ч.Чокін, О.К.Шидловський, Б.С.Стогній, О.В.Кириленко, Г.Л.Багієв, Ю.Б.Гук, Л.П.Падалка, В.І.Гордєєв, С.В.Дікмаров, В.Г.Дерзський, Є.Г.Куренний, І.В.Жежеленко, М.П.Ковалко, А.В.Праховник, В.Г.Кузнєцов, І.В.Недін та інші.

Разом з тим, не дивлячись на багаторічну роботу та значну кількість наукових праць в цьому напрямку, проблема удосконалення та подальшого розвитку ринкових механізмів управління режимами споживання електричної

потужності в енергосистемі, здатних ефективно залучати споживачів до участі у вирівнюванні графіків її навантаження, на сьогоднішній день є дуже актуальною.

З іншого боку, вирішуючи проблему підвищення ефективності використання ПЕР в електроенергетичній галузі, слід приймати до уваги, що невід'ємною складовою частиною енергетичної системи є численні системи електропостачання споживачів, які пов'язані з електроенергетичною системою відповідними мережами та розподільними пристроями, а також нерозривністю процесів виробництва, передачі, розподілу і споживання електричної енергії. До того ж, можна стверджувати, що значна частка потенціалу енергозбереження, що існує у електроенергетичній системі, припадає на системи електропостачання споживачів. Таким чином, вирішення задач енергозбереження та енергоефективності у процесах споживання електроенергії, у тому числі і на енергетичних підприємствах, має велике значення для підвищення ефективності використання ПЕР у електроенергетичній галузі, а також у державі в цілому.

Безумовно, основною запорукою успішного вирішення проблеми підвищення енергетичної ефективності національної економіки має бути формування та практична реалізація стратегії енергозбереження на державному рівні. Для цього потрібно вирішити чимало проблем технічного, економічного, організаційного, законодавчого характеру. Однак для досягнення бажаних результатів у сфері енергозбереження не менш важливим є здійснення систематичного управління (в тому числі й оперативного) цією діяльністю як на рівні держави та її регіонів, так і на рівні підприємств, організацій та установ, їх підрозділів і навіть окремих технологічних процесів, агрегатів чи установок.

Однією з першочергових функцій такого управління є систематичний контроль та аналіз рівня ефективності використання електричної енергії у споживачів. Питаннями розробки методів побудови та аналізу електробалансів, а також здійснення контролю енергоефективності займалася низка відомих дослідників, зокрема: В.І.Вейц, А.А.Тайц, І.В.Гофман, Б.Н.Авілов-Карнаухов, Б.Н.Константінов, С.Д.Волобринський, А.В.Праховник, О.В.Новосельцев, С.П.Денисюк, Є.Є.Нікітін, В.В.Каплун, С.І.Випанасенко та інші.



Результати попередніх, а також сучасних досліджень дозволяють стверджувати, що об'єктивна кількісна оцінка, контроль та аналіз ефективності використання електроенергії являють собою проблему, яка до цього часу не вирішена на задовільному рівні.

Без вирішення цієї проблеми не можуть успішно виконуватись і практично не виконуються в Україні, зокрема, такі функції управління енергозбереженням та енергоефективністю, як створення та обґрунтоване застосування системи економічного стимулювання ефективного використання електроенергії, впровадження енергозберігаючого / енергоефективного обладнання, технологій і заходів; створення й функціонування дієвого механізму залучення інвестицій у сферу енергозбереження; визначення потенціалу енергозбереження, економічної доцільності й пріоритетності здійснення енергозберігаючих проектів; здійснення моніторингу реально досягнутих результатів впроваджених заходів з енергозбереження, забезпечення повернення інвестованих коштів тощо.

Таким чином, вирішення проблеми об'єктивної кількісної оцінки, контролю та аналізу рівня ефективності використання електричної енергії (в тому числі і на підприємствах електроенергетики) є необхідним підґрунтям для виконання практично всіх основних функцій управління, що виникають у сфері енергозбереження, і тому являє собою актуальний та важливий для України напрям наукових досліджень.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана на кафедрі електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського відповідно до пріоритетного напрямку розвитку науки і техніки «Енергетика та енергоефективність» (Закон України від 12.10.2010 р. № 2519-17 «Про пріоритетні напрямки розвитку науки і техніки»), стратегічних пріоритетних напрямів інноваційної діяльності в Україні на 2003–2013 роки «Новітні ресурсозберігаючі технології» (Закон України № 433-IV від 16.01.2003 р. «Про пріоритетні напрями інноваційної діяльності в Україні»), пріоритетних тематичних напрямків «Способи застосування сучасного енергоменеджменту. Технології забезпечення енергобезпеки» (Постанова Кабінету Міністрів України

від 07.09.2011 р. № 942 «Про затвердження переліку пріоритетних тематичних напрямів наукових досліджень і науково-технічних розробок на період до 2020 року»), Комплексної програми НТУУ «КПІ» «Енергетика сталого розвитку» і направленості тематики НДР кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського.

Зокрема, результати дисертаційної роботи одержано під час виконання держбюджетних НДР: № 7-1106 «Науково-методичне обґрунтування впровадження Єдиної державної системи нормування питомих витрат ПЕР у суспільному виробництві та розроблення рекомендацій щодо її впровадження» (номер держреєстрації 0106U010690), № 2258-п «Розробка сучасної концепції, методологічних засад та заходів забезпечення сталого розвитку енергетики України» (номер держреєстрації 0109U002587), № 2437-п «Розробка моделей та методів управління інтегрованими системами енергозабезпечення та контроль ефективності енерговикористання» (номер держреєстрації 0111U002484), № 2668-п «Розвиток методологічних засад інтелектуалізації процесів генерації та розподілу електроенергії в інтегрованих системах з активним споживачем» (номер держреєстрації 0113U002489).

Результати виконаних в дисертаційній роботі досліджень одержано також в процесі проведення госпдоговірних НДР, що виконувалися на кафедрі електропостачання: «Аналіз проблеми управління режимами виробництва і споживання електричної енергії в ОЕС України» та «Розробка проекту концепції формування потенціалу маневреної електричної потужності в ОЕС України (на замовлення ДП «Національна енергетична компанія «Укренерго»», № 14/05 «Проведення енергетичного обстеження та збір вихідних даних, необхідних для розробки методики нормування питомих витрат ПЕР на підприємстві «Запорізький завод кольорових сплавів» (на замовлення ТОВ НВП «ПРОМ-СІТАЛ», м. Київ), № 86 «Аналіз основних причин нерівномірності попиту споживачів на електричну потужність та енергію» та «Управління попитом споживачів на електричну потужність та енергію шляхом подальшого розвитку системи диференційованих за часом тарифів» (на замовлення відокремленого

підрозділу «Головдерженергонагляд» ДП «Національна енергетична компанія «Укренерго»).

**Мета і задачі дослідження.** Метою дисертаційної роботи є удосконалення і подальший розвиток методів управління режимами споживання та ефективністю використання електричної енергії, направлених на підвищення економічності функціонування електроенергетичних систем шляхом залучення споживачів до вирівнювання графіків їх навантаження та здійснення оперативного контролю енергоефективності.

Для досягнення зазначеної мети було поставлено та вирішено такі задачі:

- дослідити результати застосування діючої в Україні системи тарифів на електроенергію як засобу управління режимами споживання електричної потужності;
- проаналізувати існуючу в Україні систему контролю ефективності використання електричної енергії, яка базується на визначенні її питомих витрат;
- проаналізувати традиційну методологію побудови та функціонування систем контролю і планування електроспоживання (систем КіП) як прототипу для створення більш досконалих систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії;
- розробити методологію оцінювання характеру та ступеню впливу основних груп споживачів на нерівномірність добових графіків електричного навантаження енергосистеми;
- створити науково-методичні засади аналізу відповідності встановлених тарифних зон доби сучасним потребам управління попитом споживачів на електричну потужність;
- розробити методичні основи дослідження характеру і ступеню щогодинної протидії зміни навантаження споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію, зміни попиту на потужність споживачів, які не використовують такі тарифи;

- запропонувати методичні засади оцінювання потенціалу економії витрат електроенергетичної системи на виробництво електроенергії, що досягається за рахунок поступового вирівнювання добових графіків її навантаження;
- створити загальну методологію побудови та застосування механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності, який дасть змогу дієво залучати споживачів та електропередавальні організації до участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми;
- розробити методологію застосування ймовірно-статистичних методів для побудови достовірних та обґрунтованих балансів споживання електричної енергії в умовах недостатніх і нечітко визначених вихідних даних;
- розробити методичні засади визначення оптимального складу чинників, які необхідно враховувати при побудові математичних моделей обсягів електроспоживання, та створити методологію вибору найбільш «прийнятних» моделей на основі їх конкурентного відбору;
- запропонувати методичні основи встановлення цільових змінних споживання електричної енергії в системах оперативного контролю ефективності її використання, що базується на побудові довірчих інтервалів до відповідних математичних моделей;
- створити методологію та науково-методичні засади контролю виконання встановлених цільових змінних електроспоживання, які ґрунтуються на використанні методів статистичного контролю якості продукції;
- запропонувати концепцію побудови та застосування інтегрованих систем контролю ефективності використання електричної енергії, яка базується на поєднанні існуючої системи нормування її питомих витрат та удосконалених локальних систем оперативного контролю енергоефективності.

**Об’єктом дослідження** є процеси управління режимами споживання й ефективністю використання електричної енергії в енергетичних системах.

**Предметом дослідження** є методи та способи управління попитом споживачів на електричну потужність і контролю ефективності використання електроенергії в енергетичних системах.

**Методи дослідження.** Методичною основою дисертаційного дослідження є комплекс загальнонаукових та спеціальних методів, зокрема: методи теорії ймовірності та математичної статистики, кореляційного, регресійного та дисперсійного аналізу, методи експертного опитування, імітаційного моделювання, метод сценаріїв, методи моделювання графіків електричного навантаження, методи оптимального програмування, методи нечіткої логіки, методи статистичного контролю якості продукції.

**Наукова новизна отриманих результатів** проведеного в дисертаційній роботі дослідження полягає в наступному:

Вперше:

- розроблено методологію статистичного аналізу впливу груп споживачів на нерівномірність навантаження енергетичної системи з використанням введених вперше індивідуальних коефіцієнтів впливу та протидії зміні навантаження, яка дозволяє об'єктивно визначати характер та ступінь впливу груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергетичної системи; відповідність встановлених тарифних зон доби потребам управління попитом споживачів на електричну потужність; досліджувати характер та ступінь впливу на нерівномірність навантаження енергосистеми щогодинної зміни попиту на потужність споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію;

- створено альтернативний метод адресного управління режимами споживання електричної потужності, який завдяки встановленню плати за конфігурацію графіків навантаження та її адресному спрямуванню дає змогу, у порівнянні з діючими диференційованими за зонами доби тарифами на електроенергію, більш ефективно залучати споживачів до участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми;

- розроблено методологію застосування ймовірісно-статистичних методів для побудови балансів споживання електричної енергії в умовах недостатніх та нечітко визначених вихідних даних, яка дозволяє складати

електробаланси, шляхом заміни нечітких даних їх найбільш ймовірними значеннями;

- науково обґрунтовано та систематизовано процедури контролю та аналізу виконання цільових змінних електроспоживання, які дозволяють оперативно визначати моменти невідповідного зниження або підвищення ефективності електровикористання;

- створено методологічні основи побудови та функціонування інтегрованих систем контролю ефективності використання електричної енергії.

Удосконалено методологічні засади:

- встановлення обґрунтованих цільових змінних споживання електричної енергії в системах оперативного контролю ефективності її використання, що базується на побудові довірчих інтервалів до відповідних математичних моделей;

- визначення оптимального складу чинників, які мають бути включені до математичних моделей електроспоживання, що ґрунтується на врахуванні відносної важливості цих чинників та додаткових обмежень, пов'язаних зі здійсненням збору та обробки відповідних статистичних даних;

- вибору математичних моделей обсягів споживання електроенергії і методів їх побудови, який передбачає направлений конкурентний відбір цих моделей за показниками їх адекватності та за низкою додаткових критеріїв.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає у тому, що розроблена в дисертаційній роботі методика розширеного дослідження результатів використання диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію дозволяє об'єктивно визначати характер та ступінь впливу груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергетичної системи, аналізувати відповідність встановлених тарифних зон доби потребам управління попитом споживачів на електричну потужність, а також досліджувати характер та ступінь впливу на нерівномірність навантаження енергосистеми щогодинної зміни попиту на потужність споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію. Необхідність

практичного застосування запропонованого комплексу методик обґрунтовано у науково-дослідній роботі, що виконувалася на замовлення відокремленого підрозділу «Головдерженергонагляд» ДП «Національна енергетична компанія «Укренерго».

Зазначені методики прийнято «Головдерженергонаглядом» для подальшого використання в процесі аналізу режимів споживання електричної енергії в об'єднаній енергетичній системі України.

Створені концепція та методологічні основи побудови механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності являють собою принципово новий напрямок розвитку ринкових методів управління режимами споживання електричної потужності в енергосистемі, застосування якого не потребує зміни діючої системи тарифів на електричну енергію та існуючих нормативних і законодавчих документів у цій сфері. Використання розробленого механізму управління дає змогу створити значно більш дієвий «інструмент» залучення споживачів електроенергії та електропередавальних організацій до активної участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми, ніж існуючі диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію.

Доцільність практичного створення та застосування запропонованого механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності і його впровадження в об'єднаній енергетичній системі України підтримана Українським національним комітетом Асоціації «СІГРЕ – Україна» міжнародної ради по великим електроенергетичним системам, яким направлено основні результати дисертаційної роботи з відповідними рекомендаціями щодо подальшого їх використання до Міністерства енергетики та вугільної промисловості України, до Оптового ринку електричної енергії України (ДП «Енергоринок»), до Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг.

Практична цінність результатів дисертаційної роботи полягає також у розробці нових, більш досконалих методик складення балансів споживання електричної енергії, які базуються на застосуванні ймовірно-статистичних

методів і дозволяють будувати достовірні та обґрунтовані електробаланси в умовах недостатніх та нечітко визначених вихідних даних.

Ефективність практичного застосування запропонованої методики побудови оптимальних розрахункових моделей балансів споживання електричної енергії експериментально доведено в процесі виконання науково-дослідної роботи зі встановлення норм питомих витрат ПЕР для ТОВ «Запорізький завод кольорових сплавів». Одержані результати свідчать, що баланси споживання електричної енергії, складені з використанням зазначеної методики, є більш обґрунтованими та достовірними у порівнянні з електробалансами, які одержуються розрахунково-аналітичним методом.

Розроблену в дисертаційній роботі методику побудови балансів споживання електроенергії на основі застосування ймовірісно-статистичних методів прийнято ТОВ НВП «ПРОМ-СІТАЛ» (м. Київ) для подальшого використання.

Можливість практичного використання розробленого комплексу методик складення електробалансів на основі ймовірісно-статистичного підходу експериментально підтверджено також в результаті виконання розрахунків з побудови балансів споживання електричної енергії за видами продукції та за агрегатами, які виконувались на підприємстві КТ «Завод високовольтної апаратури» (м. Запоріжжя).

Практичну цінність має також розроблена в дисертаційній роботі методика створення та функціонування удосконалених систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії. Застосування запропонованої методології встановлення цільових змінних електроспоживання та здійснення контролю їх виконання дасть змогу визначати науково обґрунтовані показники ефективності використання електричної енергії, підвищити оперативність та об'єктивність контролю енергоефективності і здійснювати на цій основі коректне та дієве управління енергозбереженням у процесах виробництва і споживання електроенергії. Таким чином, отримані в дисертаційній роботі результати дозволять удосконалити діючу в Україні систему контролю ефективності використання



електричної енергії в суспільному виробництві та забезпечити реалізацію одного з можливих напрямів її подальшого розвитку.

Результативність практичного застосування розробленої методології побудови та функціонування локальних систем оперативного контролю ефективності використання електроенергії технологічними об'єктами експериментально перевірено на підприємстві КТ «Завод високовольтної апаратури» (м. Запоріжжя), а також на підприємстві «JSC Lietpak» (м. Вільнюс, Литва).

Запропоновану методологію створення систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії прийнято для подальшого використання ДП «Центральне агентство з енергетичних обстежень».

Доцільність практичного застосування зазначених результатів дисертаційної роботи підтверджена також довідками НДІ «Енергія» та ТОВ «Укренергоефект».

За результатами дисертаційної роботи одержано свідоцтва про реєстрацію авторського права на наукові твори: «Методика побудови оптимальних розрахункових моделей балансів споживання електричної енергії виробничо-господарських об'єктів» (свідоцтво № 38503, дата реєстрації 26.05.2011р.), «Методика встановлення обґрунтованих «стандартів» споживання електроенергії та здійснення об'єктивного контролю їх виконання в системах статистичного контролю ефективності енерговикористання» (свідоцтво № 38504, дата реєстрації 26.05.2011 р.), «Механізм цільового управління режимами споживання електричної потужності в ОЕС України» (свідоцтво № 68051, дата реєстрації 29.09.2016 р.), «Ймовірнісно-статистичний підхід до побудови балансів електроспоживання на підприємствах теплоенергетики» (свідоцтво №69589, дата реєстрації 04.01.2017 р.).

Основні теоретико-методичні та практичні результати дисертаційного дослідження використовуються в навчальному процесі кафедри електропостачання КПІ ім. Ігоря Сікорського в дисциплінах, що викладаються для студентів та слухачів курсів підвищення кваліфікації відповідних фахівців, при підготовці магістерських та кандидатських дисертацій, зокрема, в

дисциплінах «Контроль ефективності енерговикористання», «Методи контролю ефективності енерговикористання», а також «Маркетингові дослідження в енергетиці».

**Особистий внесок здобувача.** Основні наукові положення, теоретичні та практичні результати, які виносяться на захист, та наведено в дисертаційній роботі, отримано автором самостійно у період 1994–2017 роки, під час виконання досліджень в Інституті енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського.

У друкованих працях, які були опубліковані у співавторстві, здобувачеві належать наступні результати. У роботі [1] – запропоновано ідею побудови в Україні багатофункціональної системи тарифів на електричну енергію, визначено склад основних її функцій та динаміку поступового їх включення до системи тарифів. У роботах [5, 25, 26, 28, 34] – створено науково-методичні засади встановлення складових багатофункціональної системи тарифів та електроенергію. У роботах [51 – 55] – розроблено методики виконання розрахунків, необхідних для встановлення та застосування відповідних складових багатофункціональної системи тарифів на електричну енергію. У роботах [2, 3, 7, 18, 27, 29, 33, 56] – обґрунтовано необхідність управління використанням електричної енергії в енергетичній системі, визначено основні шляхи та методи здійснення такого управління, сформульовано роль тарифів на електроенергію як одного з основних засобів управління електроспоживанням, проаналізовано світовий досвід формування та застосування тарифів на електроенергію. У роботах [4, 22] – запропоновано та удосконалено методичні засади оцінки та аналізу впливу на нерівномірність навантаження енергетичної системи зміни попиту споживачів на електричну потужність. У роботах [6, 32] – обґрунтовано необхідність встановлення та використання диференційованих за періодами часу тарифів як засобу управління режимами споживання електричної енергії в енергосистемі, визначено структуру та методи побудови таких тарифів. У роботах [19, 23, 46] – запропоновано методичні засади оцінки та аналізу результатів застосування в Україні диференційованих за зонами доби тарифів на електричну

енергію, визначено першочергові напрямки удосконалення та подальшого розвитку цих тарифів. У роботах [9, 12, 21] – проаналізовано діючі в Україні методики нормування питомих витрат електричної енергії, визначено напрями та методи удосконалення та подальшого розвитку цих методик. У роботах [10, 13, 20, 36, 37, 39, 40, 44, 45, 47, 49, 57, 60] – запропоновано ймовірісно-статистичний підхід до побудови балансів споживання електричної енергії, створено методологію складення електробалансів в умовах невизначеності вихідної інформації з застосуванням нечіткої логіки, ймовірісно-статистичних та оптимізаційних методів. У роботах [8, 11, 15, 35, 38] – обґрунтовано важливість здійснення об'єктивного контролю ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів для систематичного управління енергозбереженням та практичного вирішення задач у цій сфері. У роботі [17] – розроблено методологічні засади комплексного вирішення задачі визначення оптимального складу чинників, які необхідно враховувати в процесі побудови та застосування систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії. У роботах [14, 16, 41, 58] – обґрунтовано необхідність застосування багатофакторних нелінійних математичних моделей обсягів електроспоживання електричної енергії, створено методологію визначення найбільш прийнятних математичних моделей споживання електроенергії при побудові систем оперативного контролю ефективності її використання. У роботах [30, 42, 43, 50] – розроблено методологію здійснення оперативного контролю виконання встановлених цільових змінних споживання електричної енергії в системах оперативного контролю ефективності енерговикористання. У роботах [24, 48] – визначено основні складові додаткових витрат енергосистеми на покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність, створено методологічні засади оцінки можливого зменшення цих витрат в результаті вирівнювання графіків навантаження енергетичної системи. У роботі [59] – запропоновано ідею створення механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності в енергосистемі, розроблено методологію побудови та застосування цього механізму.

**Апробація результатів дисертації.** Основні положення дисертаційної роботи та її окремі результати було оприлюднено на: міжнародній конференції «Енергозбереження, екологія, ефективність: шляхи зниження енергозалежності України» (м. Київ, 2008 р.); III міжнародній науково-практичній конференції «Енергоефективність великого промислового регіону» (м. Донецьк, 2008 р.); XXIII міжнародній конференції UKR-POWER 2008 «Комплексне вирішення проблем енергозбереження в промисловій та комунальній енергетиці» (м. Ялта, 2008 р.); IV міжнародній науково-практичній конференції «Енергетична безпека та енергозбереження на транспорті: технології та інвестиції» (м. Одеса, 2009 р.); науково-технічній конференції «Енергетика, гірництво: економіка, технології, екологія» присвяченій вшануванню 90 років від дня народження В.М. Винославського (м. Київ, 2010 р.); міжнародній науково-технічній конференції викладачів, аспірантів і студентів «ДВНЗ ДонНТУ» (м. Донецьк, 2013 р.); IV міжнародній науково-практичній конференції «Энергосбережение на дорожном транспорте и промышленности» Д.ДНУЖТ (м. Київ, 2013 р.); міжнародній науково-технічній конференції «Автоматический контроль и автоматизация производственных процессов» (м. Мінськ, 2015 р.); міжнародній науково-технічній конференції «Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE), 2015 IEEE 3rd Workshop» (м. Рига, 2015 р.); XIV міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених та спеціалістів «Електромеханіка та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації» (м. Кременчук, 2016 р.); III міжнародній науково-технічній та навчально-методичній конференції «Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку «PEMS'16» (м. Київ, 2016 р.); міжнародній науково-практичній та навчально-методичній конференції «Сталий енергетичний розвиток: сучасні тенденції, технології та рішення» (м. Київ 2016 р.); міжнародній науково-технічній конференції «Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE), eStream» (м. Вільнюс, 2016 р.); міжнародній науково-технічній конференції «Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE), 2015 IEEE 4rd Workshop» (м. Вільнюс, 2016 р.); а також на

науково-технічних конференціях молодих дослідників, аспірантів та студентів «Енергетика. Екологія. Людина» (Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2006–2017 рр.).

**Публікації.** За результатами досліджень опубліковано 60 наукових праць, у тому числі: 24 – у наукових фахових виданнях України (з них 8 – у виданнях України, які включені до міжнародних наукометричних баз, 1 – у іноземному виданні), 6 – в інших наукових виданнях, 20 – тези доповідей у збірниках матеріалів конференцій, 6 – депоновані рукописи, 4 – свідоцтва про реєстрацію авторського права на науковий твір.

**Структура та обсяг дисертаційної роботи.** Дисертаційна робота складається зі вступу, шести розділів, висновків, списку використаної літератури та додатків. Загальний обсяг роботи складає 432 сторінки, у тому числі, 318 сторінок основного тексту, 55 рисунків, 16 таблиць, список використаних джерел з 340 найменувань та 7 додатків.

# **РОЗДІЛ 1**

## **УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯМ**

### **ЯК НАПРЯМ ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ**

#### **У ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОМУ КОМПЛЕКСІ УКРАЇНИ**

##### **1.1. Електроенергетичний комплекс, його особливості та роль у підвищенні ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів**

Ефективність економіки будь-якої країни значною мірою залежить від стану її ПЕК. Від цього комплексу безпосередньо залежать масштаби та темпи росту промислового виробництва, сільського господарства, транспорту та інших галузей, а також енергоємність економіки, яка є важливим показником, особливо для країн з обмеженими енергоресурсами. Тому забезпечення стабільності та постійний розвиток ПЕК є однією з важливих задач будь-якої держави.

ПЕК – це міжгалузева система, функціонування якої включає видобування викопного палива, виробництво різних видів енергії, а також їх транспортування, розподіл і використання. Зокрема, ПЕК України є технологічно складною, територіально розгалуженою системою, що включає електроенергетику, системи теплопостачання, вугільну, ядерну, газову, нафтову та нафтопереробну промисловості.

Однією з основних складових частин ПЕК є ОЕС України, яка являє собою сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані загальним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної та теплової енергії при централізованому управлінні цим режимом. Однією з важливих підсистем ОЕС є ЕЕС, що забезпечує споживачів електричною енергією. Електроенергетика – одна з провідних галузей економіки України, яка відіграє дуже важливу роль у господарському комплексі країни.

ЕЕС це єдиний технологічний комплекс енергетичного виробництва. Фізично ЕЕС являє собою систему паралельно працюючих електростанцій, трансформаторних підстанцій, електричних і теплових мереж та споживачів

електричної енергії, об'єднаних централізованим диспетчерським управлінням. Тільки в межах електроенергетичної системи може відбуватися та повністю завершується технологічний процес виробництва, передачі, розподілу та споживання енергії.

На відміну від майже всіх інших галузей економіки, електроенергетика має низку особливостей, які значною мірою визначають специфіку її функціонування. Перш за все, це *нерозривність і повний збіг у часі* всіх етапів енергетичного виробництва. Ця обставина визначає повну залежність кількості електричної енергії, що виробляється та передається в енергосистемі, від обсягів її споживання. При цьому споживачі електроенергії суттєво відрізняються між собою як за своїм «виробничим» призначенням, так і за режимами роботи, та тому мають дуже різний характер зміни у часі їх попиту на електричну енергію. Іншими словами, споживачі «диктують» не тільки кількість електроенергії, що виробляється в енергосистемі, а також і *графік (режим) її виробництва*.

З цих причин виробники електричної енергії змушені контролювати не тільки обсяги, але й режими її споживання. Тому приєднання споживачів до загальної мережі здійснюється тільки з дозволу виробника та на достатньо жорстких умовах. Крім того, виробник електроенергії контролює також дотримання споживачами визначених норм і правил експлуатації електричних установок.

При цьому, окрім задоволення попиту споживачів на електричну енергію, її виробник має систематично забезпечувати покриття електричного навантаження споживачів. Тобто для забезпечення надійності функціонування енергетичної системи, а також необхідної якості енергії має постійно підтримуватись баланс електричної потужності, що виробляється та споживається в енергосистемі. Отже, кажучи про електропостачання споживачів, фактично слід розрізняти два види «продукції», що відпускається їм енергопостачальною організацією: власне електроенергію, а також електричну потужність.

Зрозуміло, що виробник електроенергії зобов'язаний постійно забезпечувати необхідну її якість. Проте ще одна особливість електроенергетики

полягає в тому, що багато споживачів у процесі використання ними електричної енергії часто погіршують її якість у всій мережі, тобто також і для інших споживачів.

Специфіка енергетичної галузі полягає також і в тому, що *споживання електроенергії фактично відбувається «без відома» її виробника*. Тому виробники та продавці електричної енергії мають здійснювати дуже ретельний облік її витрати споживачами. При цьому організацією обліку електроспоживання, обслуговуванням, перевіркою відповідних приладів і систем має займатися безпосередньо сам виробник чи постачальник електроенергії.

Виходячи з зазначених особливостей електроенергетики, в управлінні функціонуванням енергетичної системи завжди чітко розмежовувались задачі, пов'язані з плануванням і організацією процесів виробництва та передачі електроенергії, а також задачі оперативного управління цими процесами. Це пов'язано з тим, що економічність роботи різних електричних станцій неоднакова, а енергосистема прагне до максимального використання найбільш економічного генеруючого обладнання, а також до передачі електричної енергії з мінімальними її втратами у мережах. Тому планування, організація й оперативне управління процесами виробництва та передачі електроенергії в енергосистемі завжди здійснювалось централізовано, у тому числі, й в масштабах країни в цілому.

З іншого боку, електроенергетична галузь сама є значним споживачем ПЕР. Зокрема, близько половини всього первинного палива (вугілля, нафта, газ, уран), яке видобуває або отримує з інших держав Україна, а також енергія великих та окремих малих річок використовуються для виробництва електроенергії. До того ж, електроенергетика є також помітним споживачем електричної енергії, яку сама ж виробляє.

В умовах недостатньої забезпеченості власними ПЕР, систематичного зростання цін на вітчизняні й імпортовані енергоресурси, для України дедалі більш нагальною стає необхідність практичного вирішення завдань енергозбереження в усіх ланках національної економіки і, зокрема, у ПЕК, який



завжди був і залишається одним з найбільших споживачів палива й енергії всіх видів. Тому вирішення проблем раціонального використання ПЕР, зниження їх втрат у процесах виробництва, перетворення, передачі та споживання електроенергії є надзвичайно важливими й актуальними як для електроенергетичної галузі, так і для держави в цілому.

При цьому необхідно приймати до уваги, що підвищення ефективності використання ПЕР в електроенергетичному секторі значною мірою залежить від можливості формування та підтримання енергетично ефективних режимів виробництва і передачі електроенергії в енергосистемі [1–4]. Враховуючи також зазначені вище особливості електроенергетики, слід розуміти також, що можливість досягнення найбільш раціональних режимів виробництва та передачі електричної енергії дуже суттєво залежить від підтримання відповідних режимів її споживання, на формування яких має безпосередньо впливати сама енергетична система. Тобто енергосистема для підвищення рівня ефективності використання ПЕР в процесах виробництва та передачі електроенергії повинна не просто контролювати режими її споживання, а здійснювати активне управління цими режимами.

Таким чином, створення та застосування науково обґрунтованих методів управління режимами електроспоживання, тобто попитом споживачів на електричну потужність в енергетичній системі, слід розглядати як один з важливих засобів підвищення енергетичної ефективності функціонування електроенергетичної галузі України, що є одним з необхідних та актуальних кроків розвитку вітчизняної енергетики, а також економіки держави в цілому.

## **1.2. Загальна характеристика електроенергетичного комплексу України**

### ***1.2.1. Організаційна структура електроенергетичної галузі***

До 1995 року ЕЕС формувалась за територіально-виробничим принципом. При цьому основною ланкою електроенергетики були виробничі енергетичні об'єднання (ВЕО), що створювались на базі однієї або кількох енергетичних

систем. У кожній ВЕО вирішувались задачі планування найбільш енергетично й економічно ефективних режимів роботи енергосистеми, а також оперативне диспетчерське управління її функціонуванням із метою підтримання запланованих режимів виробництва та передачі електроенергії. Крім того, у ВЕО виконувалася також низка інших функцій, зокрема, такі функції як облік електроспоживання, обслуговування відповідних приладів і систем обліку, реалізація електричної енергії та нагляд за режимами її використання, взаєморозрахунки зі споживачами тощо.

Починаючи з 1995 року, в Україні почав діяти оптовий ринок електроенергії, в зв'язку зі створенням якого відбулася реструктуризація електроенергетичної галузі. Замість восьми ВЕО були створені генеруючі компанії зі змішаною формою власності, державне підприємство «Енергоринок», Національна електрична компанія (НЕК) «Укренерго», до складу якої увійшли національний диспетчерський центр (НДЦ) електроенергетики України, а також державна компанія «Укрелектропередача», що об'єднує магістральні та міждержавні електричні мережі напругою 220 кВ і вище. Крім того, були сформовані 27 регіональних енергопостачальних організацій (обленерго та міськенерго), а також у відповідності з ліцензіями НКРЕ почали працювати незалежні постачальники електричної енергії. В результаті цих змін організаційна структура електроенергетичної галузі набула іншого вигляду (рис. 1.1) та практично залишається такою ж до цього часу.

У результаті такої реструктуризації електроенергетичної галузі загальний процес управління виробництвом, передачею, розподілом і споживанням електроенергії в єдиній енергетичній системі (ЄЕС) України з організаційної й економічної точки зору виявився розділеним на частини, у результаті чого значно ускладнилось, а часом і стало неможливим вирішення традиційними методами низки задач управління електроенергетикою. Зокрема, до таких задач слід віднести:

- планування енергетично й економічно ефективних режимів виробництва і передачі електроенергії в ЄЕС;

- забезпечення потрібної надійності функціонування енергосистеми, а також необхідної якості електричної енергії;
- зниження шкідливого впливу об'єктів електроенергетики на довкілля;
- управління споживанням електричної потужності та енергії.



Рисунок 1.1 – Організаційна структура електроенергетичної галузі України.

Незмінним, централізованим залишилося лише оперативно-диспетчерське управління режимами функціонування ОЕС.

### ***1.2.2. Обсяги та структура виробництва електричної енергії в Україні***

На початку 90-х років встановлена потужність українських електростанцій складала 55,2 млн. кВт, в тому числі, 67 % – ТЕС, 25 % – АЕС та 8 % – ГЕС та ГАЕС. На той час Україна мала 15 великих ТЕС, 5 АЕС та 8 ГЕС (одна з яких

ГАЕС). Наведені в таблицях 1.1 та 1.2 дані свідчать, що на протязі більш ніж 20 років ні склад генеруючого обладнання ОЕС, ні його встановлена потужність майже не змінились (спостерігались тільки незначні коливання цієї потужності) [5]. Причому це характерно практично для всіх видів електростанцій.

Таблиця 1.1 – Структура енергогенеруючих потужностей електричних станцій України [5]

Рік	Сумарна встановлена потужність, млн кВт	АЕС		ТЕС і великі ТЕЦ		ГЕС і ГАЕС		Блок-станції та інші джерела	
		млн кВт	%	млн кВт	%	млн кВт	%	млн кВт	%
2005	52	13,8	26,5	30,2	58,1	4,7	9,1	3,3	6,3
2010	51,5	13,8	26,8	29,0	56,3	5,4	10,5	3,3	6,4
2011	53,2	13,8	26,0	28,9	54,3	5,5	10,3	5,0	9,4
2012	53,8	13,8	25,6	29,3	54,5	5,5	10,2	5,2	9,7
2013	54,5	13,8	25,4	29,3	53,7	5,5	10,1	5,9	10,8

Таблиця 1.2 – Встановлена потужність електричних станцій ОЕС України[6]

Рік	Сумарна встановлена потужність, млн. кВт	АЕС		ТЕС ГК		ТЕЦ та інші ТЕС		ГЕС і ГАЕС		ВЕС, СЕС та БіоЕС	
		млн кВт	%	млн кВт	%	млн кВт	%	млн кВт	%	млн кВт	%
2012	53,8	13,8	25,7	27,4	51,0	6,5	12,1	5,5	10,2	0,6	1,1
2013	54,5	13,8	25,4	27,6	50,7	6,6	12,2	5,5	10,2	0,9	1,7
2014*	55,1	13,8	25,1	27,7	50,3	6,6	12,0	5,9	10,6	1,1	2,0
2015*	54,8	13,8	25,2	27,8	50,7	6,5	11,8	5,9	10,7	0,8	1,5
2016	55,3	13,8	25,0	27,8	50,3	6,5	11,8	6,2	11,2	1,0	1,7

\* без урахування енергогенеруючих об'єктів Кримської ЕС

Що стосується загальних об'ємів виробництва електроенергії в Україні (рис. 1.2 і таблиці 1.3 та 1.4), то слід відзначити, що протягом 2009–2013 років, кількість енергії, що вироблялася щорічно, поступово зростала та наприкінці цього періоду збільшилась майже на 12 % [5, 7]. Однак, у 2014–2015 роках Україна опинилася в стані глибокої економічної кризи, через яку власне виробництво електроенергії в країні значно скоротилося [7].

Таблиця 1.3 – Обсяги виробництва електроенергії по ОЕС України [5]

Потужність	2008	2009	2010	2011	2012	2013
АЕС, %	89841,2 46,9	82923,5 48,0	89151,3 47,4	90247,7 46,5	90137,4 45,5	83209,0 43,0
ТЕС і ТЕЦ, %	82347,3 43,0	71068,1 41,1	77976,7 41,5	84775,2 43,7	88557,5 44,7	86579,6 44,7
ГЕС і ГАЕС, %	11332,6 5,9	11776,9 6,8	12965,1 6,9	10773,0 5,6	10832,6 5,5	14216,0 7,3
БС і ком. ТЕЦ, %	5150,7 4,2	7137,1 4,1	7811,8 4,2	8094,7 4,2	7953,3 4,0	8312,6 4,3
ВЕС, СЕС, біомаса, %				19,4 0	638,6 0,3	1247,2 0,7
Всього	191676,1	172907,4	187910,1	193899,1	198119,4	193564,4

Таблиця 1.4 – Структура і обсяги виробництва електроенергії по ОЕС України за 2012–2016 роки, млрд. кВт·год [6]

Потужність	2012	2013	2014*	2015*	2016
АЕС, %	90,1 45,5	83,2 43,0	88,4 48,6	87,6 55,7	80,9 52,3
ТЕС і ТЕЦ, %	88,6 44,7	86,6 44,7	75,0 41,2	55,2 35,1	56,6 35,6
ГЕС і ГАЕС, %	10,8 5,5	14,2 7,3	9,1 5,0	6,8 4,3	9,1 6,0
БС і ком. ТЕЦ, %	8,0 4,0	8,3 4,3	7,8 4,3	6,1 3,9	5,6 3,7
ВЕС, СЕС, біомаса, %	0,6 0,3	1,2 0,6	1,7 0,9	1,5 0,9	1,5 1,0
Всього	198,1	193,6	181,9	157,3	154,8

\* без урахування енергогенеруючих об'єктів Кримської ЕС

Починаючи з 2013 року, річний обсяг виробництва електроенергії систематично зменшувався і в 2016 році знизився майже на 23 % у порівнянні з 2009 роком [5, 7]. Через дефіцит електроенергії в країні восени 2015 р. на кілька місяців довелося відновити імпорту електроенергії з Росії з еквівалентом 800 МВт за потужністю на максимумі навантаження і 380 МВт – на мінімумі [7].

Структура генеруючих потужностей, задіяних в ОЕС, протягом 2009–2013 років змінилась незначно. При цьому спостерігалась тенденція деякого збільшення частки ТЕС и ТЕЦ (з 41 до 45 %) і пропорційного зниження частки АЕС (з 48 до 43 %) в загальному обсязі виробництва електроенергії.

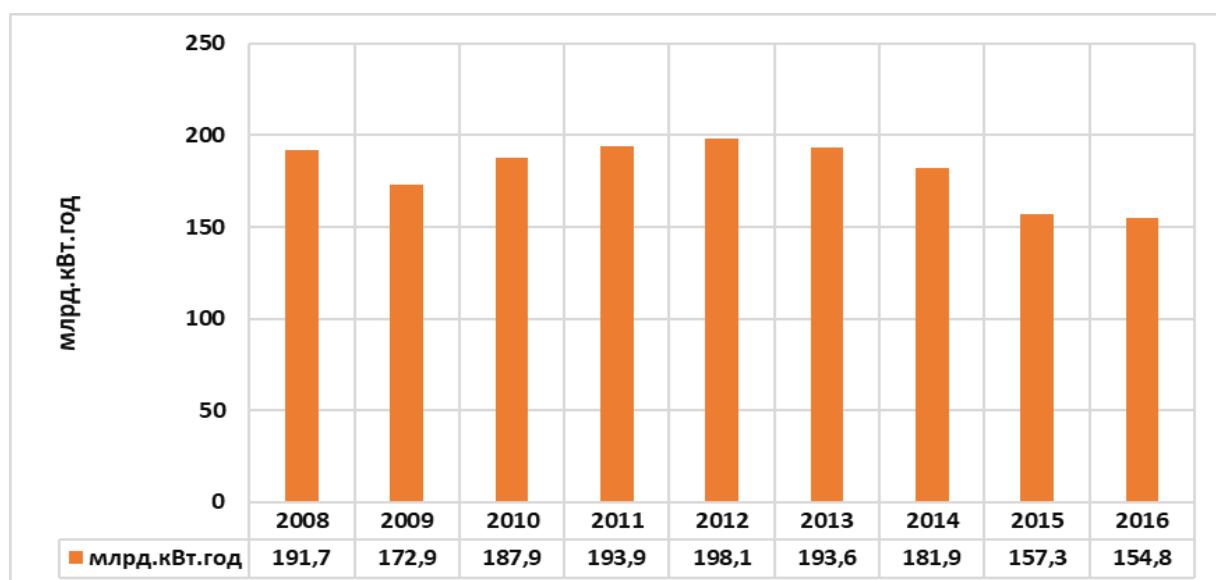


Рисунок 1.2 – Загальне виробництво електроенергії в Україні в 2011–2015 рр. [7]

Середньорічний коефіцієнт використання встановленої потужності (КВВП) ТЕС України в 2013 р. становив 31 %, АЕС – 69 % (*середньорічний по Україні – 40 %*). Таким чином, коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків ТЕС України, зокрема пилувугільних блоків, порівняно зі світовими показниками, які у розвинених країнах становлять більше 90 %, є дуже низьким. При цьому аварійність роботи ТЕС постійно зростає. Так, кількість аварійних відмов за місяць у липні 2014 р. була найвищою за всі роки експлуатації цього обладнання – 54. Відповідно коефіцієнти готовності встановленої потужності для більшості пилувугільних блоків є низькими, тільки у 13 пилувугільних енергоблоків з 89 вони були більшими за 90 % [5].

Низький рівень використання ТЕС України зумовлений тим, що понад 85 % пилувугільних блоків уже перетнули межу фізичної зношеності (200 тис. годин), більш як половина енергоблоків ТЕС перевищили рівень напрацювання в 250 тис. годин, а 11 блоків потужністю 150 і 200 МВт мають термін експлуатації більше 300 тис. годин. Питомі витрати умовного палива на ТЕС України дуже великі і в разі роботи ТЕС на антрациті перевищують 400 г у.п./кВт·год.

Середній електричний ККД електростанцій України становить 29–31 %, тоді як за кордоном ККД найкращих енергоблоків досягає 45 % [7].

У 2014 р. енергетика України працювала у форсованому режимі. Основне навантаження припало на атомні електростанції, їх технічно задіяна потужність збільшилася з 9,5 ГВт у 2013 р. до 10,35 ГВт (загальна встановлена потужність цих енергоблоків – 13,8 ГВт). За 2014 р. АЕС України виробили електроенергії на 6,2 % більше, ніж за попередній 2013 р. (коефіцієнт використання встановленої потужності АЕС зріс до 75 %). З цієї причини виконання низки профілактичних робіт на блоках АЕС довелося відкласти.

Атомні енергоблоки України на сьогодні також близькі до кінця проектного терміну експлуатації (30 років): у найближчі 10 років для 12 з 15 блоків, що перебувають в експлуатації, він завершується. Подовження цього терміну ще на 15–20 років потребує серйозного науково-технічного обґрунтування та значних інвестицій, хоча й значно менших, ніж на спорудження нових енергоблоків АЕС (подовження ресурсу одного атомного блока оцінюється в 100 млн. дол. США, тоді як будівництво нового коштує не менш як 5 млрд. дол. США) [7].

ГЕС і ГАЕС України, встановлена потужність яких становить 5,5 ГВт, у цей період працювали стабільно, переважно вони використовувалися для регулювання графіка навантаження мережі в нічний період. Найбільша ГЕС в Україні – Дніпровська ГЕС (1,57 ГВт встановленої потужності), а найбільша гідроакumuлююча електростанція – Ташлицька ГАЕС (0,9 ГВт встановленої потужності). Загалом у грудні 2014 р. в Україні під навантаженням перебували 25,2 ГВт потужностей, проте дефіцит потужностей становив 3–3,5 ГВт, що й призвело до «віялових» відключень електрики в деяких областях України. Отже, *реальна потреба України в електричній потужності в 2014 р. була на рівні 30 ГВт* [7]. При цьому втрати електроенергії в мережах оцінюються на рівні 15–16 %, тоді як за нормами вони мають бути 5–6 % [7].

Протягом 1991–2014 років в Україні відбулася суттєва зміна структури витрат палива, що використовується для виробництва електричної енергії на ТЕС і ТЕЦ. Так, використання вугілля збільшилось з 31,3 % у 1991 р. до 83,5 % у 2014 р. Споживання природного газу зменшилося з 49,7 % у 1991 р. до 16,3 % у 2014 р., а мазуту – з 20,8 % у 1991 р. до 0,32 % у 2014 р. [5].

Однак, у 2014 р. вперше у своїй історії країна виявилася залежною від імпорту *всіх видів енергоресурсів*, оскільки до імпорту природного газу та нафтопродуктів додався імпорт вугілля і періодичний імпорт електричної енергії. Енергоблоки пилувугільних ТЕС, що залишилися без донбаського антрациту, знизили навантаження, а в ряді випадків навіть були зупинені. Україна була змушена закуповувати вугілля в ПАР, Австралії та Росії. Відомо, що для теплових станцій транспортувати вугілля на відстань, що перевищує 400 км, *є економічно не вигідним*, тому закупівля вугілля в інших країнах пов'язана з великими додатковими витратами [7]. У 2014 р. Україна використала близько 43 млрд. м<sup>3</sup> природного газу, що на 14 % менше, ніж у 2013 р., але це, скоріше, пов'язано зі скороченням виробництва у багатьох промислових секторах економіки [7].

Якщо розглянути характерний добовий графік електричного навантаження ОЕС, то в зв'язку з нерівномірним попитом споживачів на електричну потужність графік покриття цього попиту розділяється на базову, маневрену (напівпікову) та пікову області навантаження енергосистеми. Базова область графіка складає 65–80 % від максимального навантаження енергосистеми, маневрена область – 10 % і пікова – від 3 до 10 %. Для підтримання постійного балансу електричної потужності в енергосистемі сумарна потужність, що генерується на протязі доби, має змінюватись в досить широких межах, що забезпечується так званими маневреними енергоблоками.

Однак при цьому слід зазначити, що ОЕС України постійно працює в умовах дефіциту маневрених потужностей, які становлять лише 9 % від загальної встановленої потужності енергоблоків (мінімально необхідний рівень у Європі – 20 %). Добова різниця між максимальним і мінімальним навантаженням енергосистеми («нічний провал») в Україні взимку 2012 р. становила 7,4 ГВт, взимку 2013 р. – близько 7,0 ГВт. У літній період ця різниця на 35–40 % менша.

Виходячи з технічних особливостей та економічних міркувань, енергоблоки АЕС використовують лише для покриття базової області графіка навантаження енергосистеми. Тому в Україні при загальній встановленій потужності атомних



енергоблоків, що не перевищує 25 % загальної потужності енергосистеми, кількість електричної енергії, що виробляється на АЕС, складає більше 45 %.

Дещо кращі маневрені можливості порівняно з атомними електростанціями мають енергоблоки ТЕС з паротурбінними установками (ПТУ). Але такі енергоблоки також використовуються здебільшого для покриття базової області графіка навантаження енергосистеми та лише частково – для покриття його маневреної області. Значно більш реальним і доцільним могло б бути використання в маневреній області навантаження енергосистеми ПГУ ТЕС, але таких установок в Україні немає.

Найбільш маневреними з теплових енергоблоків є ГТУ. Час їх виводу на робочий режим складає 1,5–3 хв. Проте такі установки мають відносно низький ККД і потребують значних витрат дорогого палива – природного газу. Тому такі енергоблоки найбільш доцільно використовувати лише в піковій області графіка навантаження енергосистеми. Однак ГТУ в Україні також майже немає.

Таким чином, єдиними електростанціями в Україні, здатними працювати в піковій області графіка навантаження енергосистеми, є ГАЕС і ГЕС. Проте ГЕС можуть використовуватись для покриття пікових навантажень з певними обмеженнями: частина гідроелектростанцій, які за гідротехнічними умовами працюють в режимі пропуску води, вимушено використовуються в базовій області графіка покриття навантаження.

Для забезпечення стабільної та надійної роботи енергетичної системи у структурі її генеруючих потужностей базові енергоблоки повинні становити 50–55 %, напівпікові енергоблоки – 30–35 %, а пікові енергоблоки – 15 % [5]. Проте, встановлена потужність ГЕС і ГАЕС, які можуть бути високо маневреними піковими потужностями, в Україні становлять лише 10,1 % проти 15 % необхідних для стабільної роботи енергосистеми [5]. Тому покриття пікової частини добового графіка навантаження ОЕС України забезпечується агрегатами ГЕС і ГАЕС лише на 40–50 %, а решта покривалася за допомогою роботи ТЕС у маневреному режимі – із зупинкою (на 4–6 годин) у нічний період близько 17 енергоблоків взимку і 7–8 блоків – влітку.

При цьому енергоблоки ТЕС потужністю 100–150 МВт, які можуть ефективно використовуватись як маневрені напівпікові потужності енергосистеми, становлять тільки 18 % проти необхідних 30–35 %. Тому поширеною практикою в ОЕС України є використання в маневрених напівпікових режимах, окрім пиловугільних енергоблоків ТЕС потужністю 100 та 150 МВт, також пиловугільних блоків потужністю 200–300 МВт, які для цього технічно не пристосовані, бо проектувалися для роботи в базових режимах. До того ж, такі енергоблоки мають дуже вузький проектний діапазон регулювання електричного навантаження: лише від 80 до 100 %.

Для проходження мінімальних навантажень енергосистеми за наявної структури генеруючих потужностей в ОЕС України використовується зниження робочої потужності електростанцій. При цьому третину зменшення навантаження енергосистеми покривають ГЕС, а останнє – вугільні ТЕС з вимушеною зупинкою на ніч 9–16 енергоблоків щодобово. Такі непроекtnі зупинки і пуски обладнання ТЕС прискорюють його зношення, підвищують аварійність блоків і супроводжуються понаднормативними витратами палива. Наприклад, на пуск одного енергоблоку потужністю 300 МВт витрачається 70 т мазуту, а середні перевитрати палива на 1 кВт·год електроенергії, виробленої таким енергоблоком, сягають від 10 до 30 % [5].

Хоча в найближчій перспективі планується добудувати Дністровську і Ташлицьку ГАЕС та побудувати Канівську ГАЕС, проте, навіть якщо ці плани втіляться ужиття, *дефіцит «пікової» потужності в Україні збережеться до кінця 2030 р.* [7].

### ***1.2.3. Споживачі електричної енергії***

В електроенергетичній галузі України споживачів електричної енергії прийнято поділяти на групи за такими основними ознаками, як їх виробничо-господарське призначення, особливості схеми зовнішнього електропостачання, режими споживання електроенергії, особливості правил використання електричної енергії, тарифи на енергію, що застосовуються, тощо.

Відповідно до зазначених ознак традиційно виділяють наступні групи споживачів:

- промислові та прирівняні до них споживачі, в тому числі:
  - промислові, з приєднаною потужністю 750 кВА і більше;
  - промислові з приєднаною потужністю до 750 кВА;
- виробничі сільськогосподарські споживачі;
- електрифікований залізничний транспорт;
- електрифікований міський транспорт;
- невиробничі споживачі;
- населення;
- населені пункти;
- оптові покупці-перепродавці електричної енергії.

Промислові та прирівняні до них споживачі. До них, крім промислових підприємств, відносять також будівельні організації, гірничодобувні підприємства, підприємства з переробки сільськогосподарської продукції, організації матеріально-технічного постачання та заготовок, підприємства зв'язку тощо. Це найбільш енергоємна група споживачів, проте її частка в загальному споживанні електричної енергії поступово знижується. Ця група споживачів найменш численна. Для неї характерним є змішане навантаження. Ці споживачі здатні самостійно виконувати вимоги з приєднання до енергосистеми, з підтримання необхідних режимів використання електричної енергії, а також є найбільш керованими з боку енергосистеми.

Виробничі сільськогосподарські споживачі. До цієї групи споживачів відносять підприємства зі зберігання сільгосппродукції, тваринні комплекси, фабрики, розплідники тощо. Крім того, до них відносяться також зрошувальні системи, ветлікарні, майстерні та пункти обслуговування сільськогосподарської техніки. Для цієї групи характерна низька щільність електричного навантаження, рухливий характер робіт, сезонний характер електроспоживання. Питома вага електроспоживання цієї групи на протязі довгого періоду була стабільною, однак

в останній час спостерігається тенденція деякого підвищення частки їх електроспоживання.

Електрифікований залізничний і міський транспорт. Для електрифікованого транспорту характерним є нерівномірне споживання електричної потужності та енергії, що суттєво залежить від зовнішніх умов. До цих груп споживачів відносяться тільки споживачі, що підключені до спеціальних тягових електричних підстанцій.

Невиробничі споживачі. Це державні заклади, установи й організації, науково-дослідницькі та проектні організації, підприємства громадського харчування, заклади охорони здоров'я та культурно-масового призначення, учбові заклади тощо. Це достатньо чисельна група споживачів. Починаючи з 90-х років, спостерігається тенденція помітного росту частки споживання електричної енергії цією групою.

Населення. Це найчисленніша група споживачів. До неї, крім житлових будівель, відносять також освітлення вулиць, споживачів електроенергії, що використовуються у приватному підсобному господарстві, майстерні художників, скульпторів, садові товариства, гаражні кооперативи тощо. У цій групі споживачів на протязі останніх десятиліть спостерігається стабільне та найбільш значне збільшення попиту на електричну енергію.

Населені пункти та оптові покупці-перепродавці електроенергії. До них відносяться організації, що займаються централізованим електропостачанням, головним чином, побутових споживачів. Здебільшого, це підрозділи міністерства комунального господарства або інших міністерств та відомств, які мають у своєму розпорядженні електричні підстанції та мережі і централізовано забезпечують електроенергією населені пункти.

У 90-і роки розподіл споживачів на зазначені вище групи був офіційним, оскільки це було пов'язано зі встановленням для цих груп різних тарифів на електричну енергію та з необхідністю врахування особливостей організації взаєморозрахунків між ними й енергопостачальними організаціями. Однак на протязі декількох попередніх десятиліть розподіл споживачів на групи вже носить

не офіційний, а скоріш традиційний характер, і практично використовується лише в процесі аналізу обсягів, структури та режимів споживання електроенергії в країні в цілому, та в її регіонах.

Стосовно структури споживання електричної енергії в Україні, то на протязі попередніх 20 років вона зазнала помітних змін. Правда, слід зазначити, що в основному ці зміни торкнулися промислових і побутових споживачів. Так, в середині 90-х років загальний обсяг споживання електроенергії розподілявся наступним чином: промисловість – 55 %, сільське господарство – 10 %, електрифікований транспорт – 7 %, комунально-побутові споживачі – 12 %, населення – 16 %. Однак, починаючи з 2005 року, в Україні спостерігалось зниження споживання електроенергії промисловістю та сільським господарством і одночасно зростання частки електроспоживання комунально-побутових споживачів та населення України. Таким чином, основними споживачами електроенергії в 2013 році були промисловість (45 %), населення (близько 30 %) і комунально-побутове господарство (13 %). Решта припадала на сільське господарство (2,7 %), електрифікований транспорт (5,9 %), будівельну індустрію (0,7 %) та інші галузі (5 %).

У 2014–2015 роках відносно споживання електроенергії населенням продовжувало зростати, незважаючи на загальне зменшення виробництва електричної енергії в країні. Однак, у 2016 році значних змін у структурі споживання електроенергії в Україні не відбулося.

### **1.3. Основні проблеми функціонування електроенергетичного комплексу України**

Енергетична галузь відіграє ключову роль у економіці держави в цілому та значною мірою визначає її ефективність. Тому будь-які як структурно-технологічні, так і економічні перетворення в енергетиці, у першу чергу, мають бути направлені на задоволення попиту споживачів на електричну енергію, особливо в частині забезпечення необхідної надійності постачання електроенергії

регламентованої якості у потрібних обсягах за прийнятними ціновими показниками.

Як відомо, енергетична галузь України протягом практично всього часу її існування має низку проблем, наявність яких негативно позначається на її функціонуванні зараз і може суттєво ускладнити подальший розвиток вітчизняної енергетики. Мова йде про такі проблеми української електроенергетики як надзвичайно великий відсоток фізично зношених генеруючих потужностей в енергосистемі, традиційно нерівномірний попит споживачів на електричну потужність, недостатня пропускна здатність існуючих електричних мереж тощо.

Однак, однією з найбільш актуальних проблем вітчизняної енергетики, яка все більше загострюється, особливо протягом останніх років, є проблема дефіциту маневрених генеруючих потужностей в ОЕС. Саме ця проблема може стати у найближчому майбутньому головною перепорою для успішного функціонування та подальшого розвитку енергетичної галузі України.

Ця проблема тією чи іншою мірою характерна для енергетичних систем практично всіх пострадянських країн. Вона виникла багато десятиліть тому в основному через дві негативні обставини:

- введення в експлуатацію потужного блочного обладнання ТЕС та АЕС, яке забезпечує базову частину навантаження енергосистеми, суттєво переважало над введенням маневреного генеруючого обладнання, необхідного для покриття регульованої частини графіка навантаження, що було прийнятним за великих обсягів експорту електроенергії і перетворилося на проблему в умовах втрати значної частини ринку її збуту;
- використання електричної енергії у всіх галузях економіки здебільшого здійснювалось екстенсивним шляхом.

Запровадження ринкових відносин в енергетичній галузі перш за все мало на меті створення економічного фундаменту стабільного функціонування та розвитку електроенергетики. Однак, разом з тим ринкові перетворення у галузі, створення економічно незалежних суб'єктів енергетичного ринку, що працюють у конкурентному середовищі, загострили питання як забезпечення потрібної

надійності роботи ОЕС, так і підтримання належного рівня якості електропостачання споживачів.

Вирішення задачі забезпечення надійності електропостачання споживачів та якості енергії додатково ускладнюється через відсутність:

- чіткої концепції її вирішення;
- жорсткої нормативно-технічної регламентації підтримання надійності електропостачання;
- достатньої уваги до цієї проблеми у нормативно-правових документах, що регламентують як роботу ринку електроенергії, так і правила користування електричною енергією споживачами.

Таким чином, у сьогоденних умовах формування та постійне підтримання балансу між електричною потужністю, що генерується і споживається в енергосистемі, стає все більш складною й актуальною проблемою, вирішення якої власне є основною умовою надійного та якісного електропостачання споживачів.

Традиційно розглядають три аспекти надійності функціонування електроенергетичної системи:

- балансову надійність, тобто забезпеченість у будь-який момент часу попиту споживачів на електроенергію необхідними генеруючими потужностями з обов'язковою наявністю нормативних величин їх резервів (надійність балансу енергії та потужності з нормативними величинами резервів первинного, вторинного та третинного регулювання), а також відповідними первинними енергоресурсами (паливом для ТЕС, водою для ГЕС тощо);
- структурну надійність, тобто оцінку тривалості та ймовірності різних станів елементів енергосистеми, за появи яких не забезпечується повне задоволення попиту споживачів на електроенергію;
- режимну надійність, тобто забезпечення роботи електроенергетичного обладнання без порушення припустимих меж основних параметрів його функціонування (робочої потужності енергоблоків, пропускної здатності окремих елементів електричних мереж та їх груп тощо).

Оцінюючи балансову надійність ОЕС України, необхідно зазначити, що електроенергетична галузь у різні періоди свого функціонування тією чи іншою мірою завжди була дефіцитною [8–11], не дивлячись на суттєве скорочення обсягів споживання електричної енергії в державі, що відбувалося, починаючи з 1990 року. Найбільш очевидним проявом дефіцитності української електроенергетики є періодична поява так званих «віялових» відключень споживачів, які мали місце у середині 90-х років, однак також іноді застосовуються і зараз. Необхідність введення таких обмежень певною мірою може бути пояснена недостатньою забезпеченістю держави власними паливними ресурсами, тобто періодичною нестачею палива на електростанціях.

Проте ця обставина не була і не є єдиною чи, навіть, основною причиною вимушених відключень споживачів або обмежень їх електроспоживання. Головним чином потреба у «віялових» відключеннях, здебільшого, викликана тим, що у ОЕС України завжди був і продовжує існувати дефіцит електричної потужності [12–16]. І позбутися його навряд чи вдасться у найближчому майбутньому, оскільки причина існування цього дефіциту криється у несприятливій структурі генеруючих потужностей в енергосистемі. Мова йде про недостатню кількість і потужність маневрених енергоблоків в ОЕС, які були б здатні швидко виходити на робочий режим з гарячого і навіть з холодного резерву, а також у достатньо широкому діапазоні змінювати величину їх робочої електричної потужності [16, 17].

З іншого боку, споживачі електричної енергії, що відносяться до всіх їх груп, у зв'язку зі специфікою своєї діяльності мають нерівномірний характер попиту на електричну потужність, який у тією чи іншою мірою проявляється у різні періоди часу. Не дивлячись на те, що загальний попит на потужність формується одночасно різними споживачі, що мають різноманітні режими роботи, графіки електричного навантаження ОЕС також мають помітно нерівномірний характер у добовому, тижневому та сезонному розрізі. При цьому необхідно зазначити, що нерівномірність електричного навантаження є характерною для енергетичних систем практично всіх країн світу [18–27].



Найбільш суттєвий вплив на режими функціонування енергетичної системи здійснює добова нерівномірність її електричного навантаження [18, 28–32]. Про нерівномірність навантаження енергосистеми протягом доби, зокрема, свідчать графіки, що реєструються у так звані режимні дні (рис. 1.3–1.4).

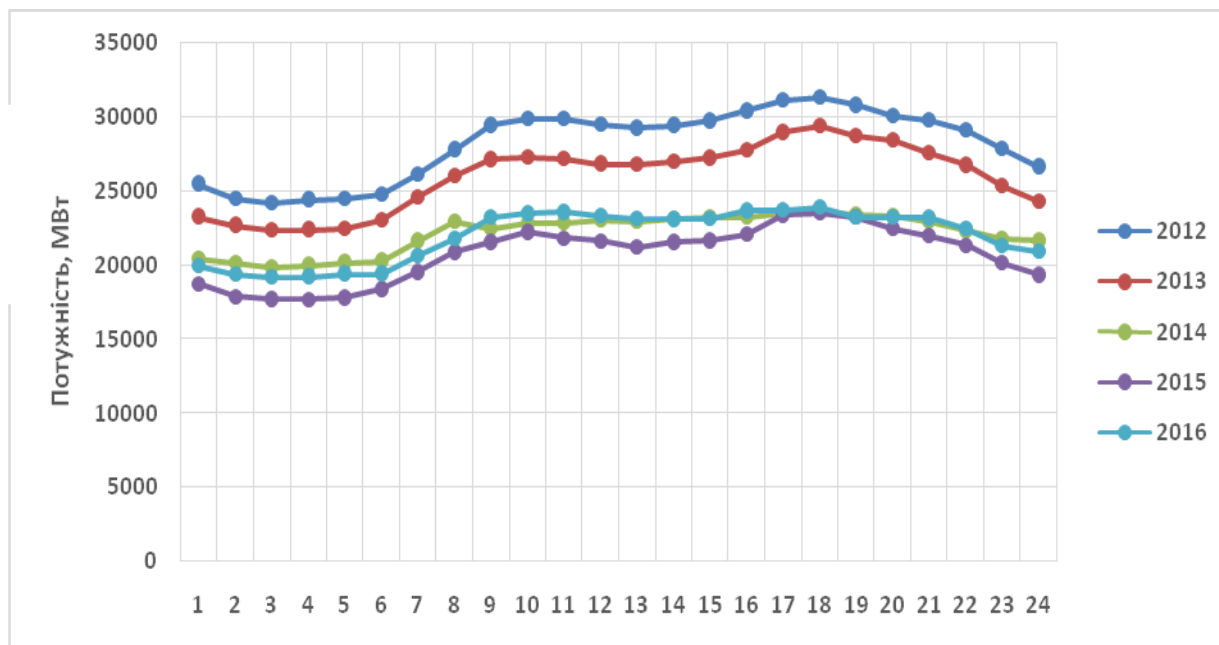


Рисунок 1.3 – Добові графіки електричного навантаження ОЕС України у зимові режимні дні 2012–2016 років

Конфігурація наведених графіків навантаження підтверджує, що загальний попит на електричну потужність всіх груп споживачів протягом доби як у літній, так і в зимовий період має явно виражений нерівномірний характер. Причому легко помітити, що нерівномірність навантаження енергосистеми на протязі досить тривалого часу залишається практично незмінною. Очевидно, що таке твердження, зроблене на основі лише візуального аналізу графіків навантаження, може здатись недостатньо обґрунтованим. Однак його справедливість можна додатково підтвердити за допомогою об'єктивних кількісних показників (розрахункових коефіцієнтів), які, як відомо, традиційно використовують для кількісної оцінки ступеню нерівномірності графіків електричного навантаження, в тому числі, і добових.

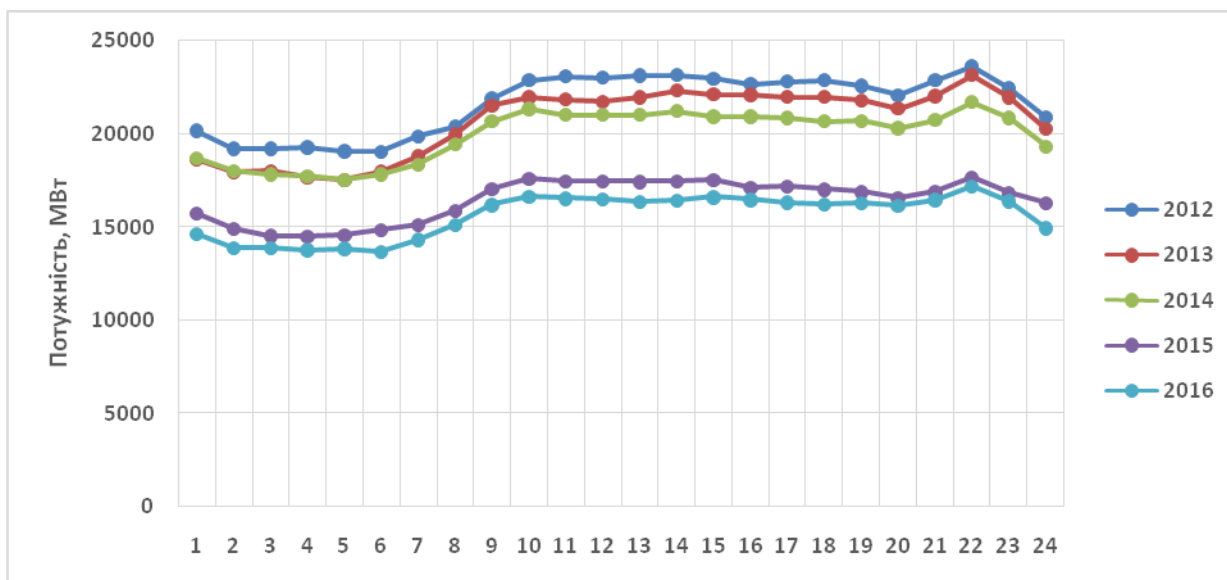


Рисунок 1.4 – Добові графіки електричного навантаження ОЕС України у літні режимні дні 2012–2016 років

Такі коефіцієнти визначаються на основі фізичних характеристик графіків, таких як мінімальна, максимальна та середня потужність ( $P_{min}$ ,  $P_{max}$ ,  $P_{сер.}$ ), а також кількість електроенергії ( $W$ ), спожитої протягом відповідного періоду. Використовуючи зазначені фізичні величини, можна визначати розрахункові показники, числові значення яких об'єктивно характеризують ступінь нерівномірності графіків навантаження. Основними з таких показників є *коефіцієнт заповнення графіка* ( $k_z$ ), *коефіцієнт нерівномірності графіка* ( $k_n$ ) та *коефіцієнт максимуму графіка* ( $k_{max}$ ). Результати розрахунку зазначених показників, зокрема, для наведених на рис. 1.3–1.4 добових графіків навантаження подано у таблицях 1.5 та 1.6.

Числові значення наведених у цих таблицях розрахункових коефіцієнтів дозволяють порівнювати між собою графіки електричного навантаження з точки зору їх нерівномірності. Зокрема, обґрунтовані висновки з цього питання можна зробити, аналізуючи числові значення коефіцієнта нерівномірності добових графіків навантаження енергосистеми, що розглядаються (рис. 1.5 та 1.6).

Таким чином, як свідчать наведені вище рисунки і таблиці, добові графіки електричного навантаження ОЕС України як для зимових, так і для літніх режимних днів помітно відрізнялися між собою за рівнем їх середньодобового навантаження, тим часом як їх конфігурація змінювалася дуже несуттєво. Отже

проблема нерівномірності попиту споживачів на електричну потужність і, відповідно, нерівномірності навантаження енергосистеми була та залишається актуальною.

З цієї причини, а також приймаючи до уваги існування зазначеного вище дефіциту маневрених генеруючих потужностей, стає очевидним, що енергосистема далеко не завжди є здатною задовольнити попит споживачів на електричну потужність, який швидко і суттєво змінюється у часі, зокрема, протягом доби.

Таблиця 1.5 – Кількісні показники добових графіків електричного навантаження ОЕС України у зимові режимні дні 2007–2016 років

	$P_{\min}$ , МВт	$P_{\max}$ , МВт	$\bar{P}$ , МВт	$k_H$	$k_3$	$k_{\max}$
19.12.2007	17468	22276	20101	0,784	0,902	1,108
17.12.2008	14931	20177	17852	0,740	0,885	1,130
16.12.2009	16500	22522	19816	0,733	0,880	1,137
15.12.2010	16944	22712	20084	0,746	0,884	1,131
21.12.2011	16080	22069	19306	0,729	0,875	1,143
19.12.2012	24233	31327	28191	0,774	0,899	1,111
18.12.2013	22383	29407	25993	0,761	0,884	1,131
17.12.2014	19891	23613	22171	0,842	0,939	1,065
16.12.2015	17690	23495	20733	0,753	0,883	1,133
21.12.2016	19212	23921	22005	0,803	0,919	1,087

Таблиця 1.6 – Кількісні показники добових графіків електричного навантаження ОЕС України у літні режимні дні 2007–2016 років

	$P_{\min}$ , МВт	$P_{\max}$ , МВт	$\bar{P}$ , МВт	$k_H$	$k_3$	$k_{\max}$
20.06.2007	14397	17934	16527	0,803	0,922	1,085
18.06.2008	14545	18257	16766	0,797	0,918	1,089
17.06.2009	12247	15427	14260	0,794	0,924	1,082
16.06.2010	13803	17566	16063	0,786	0,914	1,094
15.06.2011	13271	17317	15746	0,766	0,909	1,100
20.06.2012	19052	23645	21646	0,806	0,916	1,092
19.06.2013	17557	23139	20696	0,759	0,895	1,118
18.06.2014	17562	21711	19964	0,809	0,919	1,088
17.06.2015	14530	17657	16444	0,823	0,931	1,074
15.06.2016	13665	17186	15614	0,7951	0,909	1,100

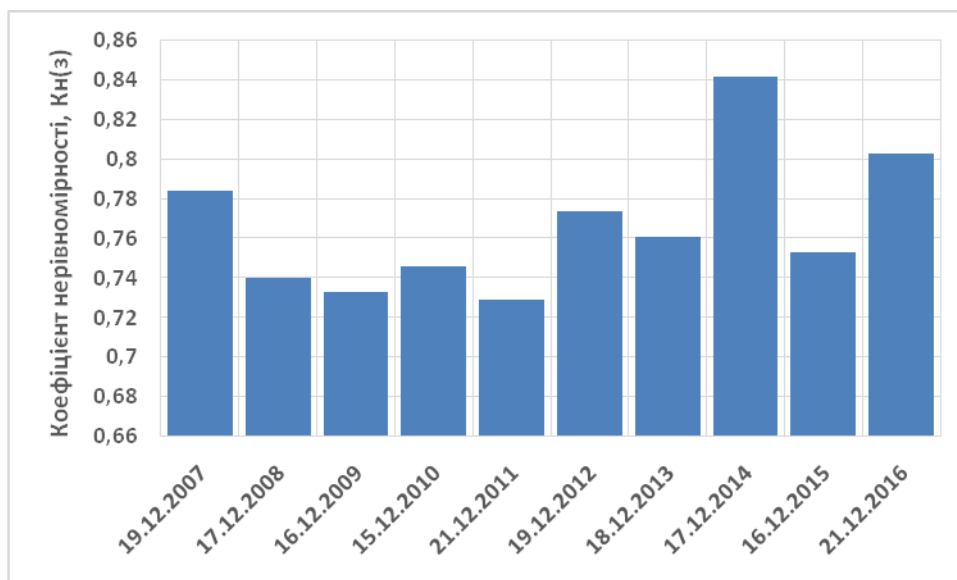


Рисунок 1.5 – Коефіцієнти нерівномірності добових графіків електричного навантаження ОЕС України у зимові режимні дні 2007–2016 років

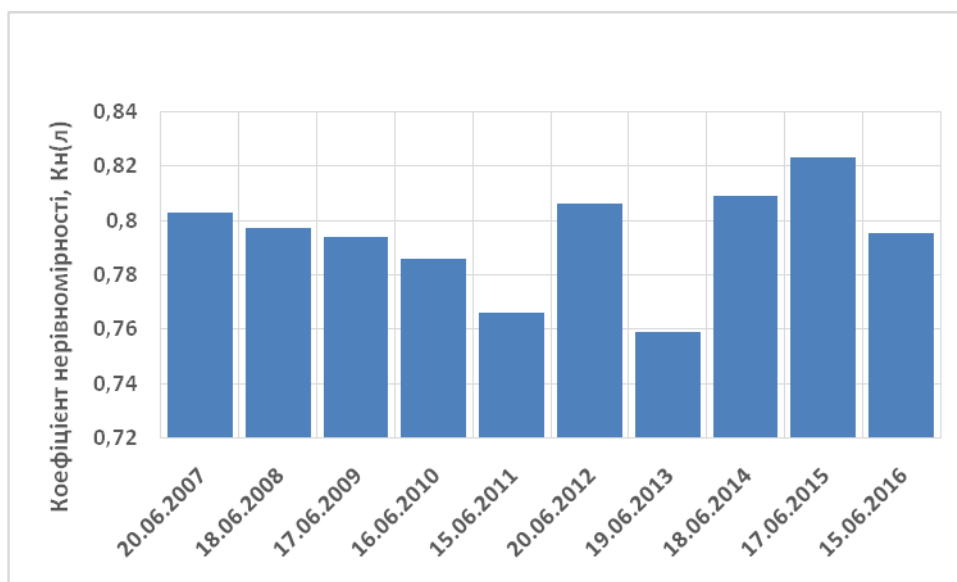


Рисунок 1.6 – Коефіцієнти нерівномірності добових графіків електричного навантаження ОЕС України у літні режимні дні 2007–2016 років

Ситуація, яка склалася у вітчизняній електроенергетиці, ускладнюється ще й тим, що значна частина генеруючого обладнання електростанцій, а також значна частина електричних мереж вже давно вичерпала свій ресурс і є фізично зношеними. Зокрема, більшу частину блочного обладнання ТЕС було введено у експлуатацію ще у 60–70-х роках минулого сторіччя [33–35]. При цьому в умовах значних масштабів та великої швидкості природного старіння основних фондів теплових електростанцій їх оновлення практично не відбувається. Протягом тривалого часу в Україні не було введено в дію жодного нового енергоблоку ТЕС,

а тільки виконувалися роботи з модернізації їх вузлів. У складному становищі знаходяться також і гідроелектростанції, обладнання яких відпрацювало також від 20 до 40 років і також вимагає проведення докорінної реконструкції та модернізації [33, 35]. Тобто, є очевидним, що існуючі темпи оновлення основних фондів ТЕС і ГЕС є вкрай недостатніми для надійного забезпечення постійного балансу електричної потужності в енергосистемі.

До того ж, суттєвим недоліком ГЕС є наявність певних обмежень можливості використання їх енергоблоків як за тривалістю протягом доби, так і за величиною навантаження. У зв'язку з багатоцільовим призначенням водосховищ (постачання питної та технічної води, розведення риби, зрошення, судноплавство, рекреація тощо) на режими роботи ГЕС накладаються жорсткі обмеження з боку екологів та водокористувачів. Особливим періодом роботи ОЕС України є період пропуску весняного паводку на річках Дніпро та Дністер. У цей період для забезпечення пропуску води гідроелектростанції працюють у базовій частині графіків навантаження, що значно зменшує можливість їх використання у добовому регулюванні робочої потужності енергосистеми. Тому в цей час додатково збільшується навантаження на блочні ТЕС генеруючих компаній, що також задіяні у добовому регулюванні навантаження енергосистеми.

Не менш значною проблемою є значна частка атомних електростанцій у загальному обсязі виробництва електроенергії в Україні. З одного боку, величина робочої потужності енергоблоків АЕС впливає на рівень потужності, що генерується іншими електростанціями, у тому числі й тих, що забезпечують добове регулювання навантаження енергосистеми. З іншого боку, робоча потужність АЕС визначає також необхідну величину гарячого резерву потужності енергосистеми. Всі ці обставини не тільки значно погіршують економічність виробництва електроенергії, але також суттєво впливають на зниження структурної надійності енергосистеми в цілому.

Крім того, збільшення частки АЕС у виробництві електроенергії в умовах відсутності введення маневрених генеруючих потужностей призводить до негативних наслідків, що пов'язані з труднощами забезпечення пікового та

напівпікового електричного навантаження енергосистеми. Цілком очевидно, що зростання в графіках покриття електричного навантаження енергосистеми частки практично нерегульованих генеруючих потужностей атомних електростанцій у поєднанні з традиційно нерівномірним попитом вітчизняних споживачів на електричну потужність викликають все більш серйозні проблеми під час здійснення оперативного (диспетчерського) управління режимами виробництва та споживання електроенергії, що значно ускладнює, а часом робить неможливим постійного підтримання необхідного балансу електричної потужності в енергосистемі.

У свою чергу, ускладнення диспетчерського управління режимами роботи ОЕС призводить до того, що дефіцит електричної потужності не зменшується, суттєво не підвищується надійність та якість електропостачання споживачів, а собівартість виробництва, передачі та розподілу електроенергії в ОЕС не знижується навіть зі збільшенням частки енергії, що виробляється на атомних електростанціях.

Стосовно режимної надійності енергосистеми необхідно зазначити наступне. Неприятлива топологія існуючих електричних мереж, зміна напрямлення потоків електроенергії (в тому числі, і за рахунок скорочення її експорту у західному напрямку) разом зі значним старінням обладнання мереж повною мірою не забезпечує надійного функціонування ОЕС України. Стан існуючих електричних мереж, недостатня їх пропускна здатність, здійснює негативний вплив на можливість використання встановленої потужності енергоблоків атомних електростанцій. До того ж, через суттєве збільшення частки АЕС у загальному обсязі виробництва електроенергії, а також у зв'язку з «географією» розташування атомних електростанцій в нашій державі значно збільшилися перетоки електричної енергії, і відповідно виникла проблема передачі потужності з регіонів з «надлишковою» генерацією до «дефіцитних» регіонів. Тому питання розвитку існуючих та побудови нових магістральних ліній електропередачі є надзвичайно актуальним, і від його вирішення також залежить

як підвищення надійності функціонування ОЕС України, так і енергетична безпека держави в цілому.

Таким чином, у нинішніх умовах питання формування та постійного підтримання необхідного балансу електричної потужності, що генерується і споживається в енергосистемі, стає все більш актуальним. Незважаючи на наявність в ОЕС значного потенціалу не завантажених генеруючих потужностей, забезпечення надійного покриття попиту споживачів на електричну енергію, що поступово зростатиме, а також підтримання необхідної якості енергії для вітчизняної електроенергетики може стати надзвичайно складним завданням.

#### **1.4. Напрями вирішення проблем електроенергетики України**

Виходячи з зазначеного у попередньому розділі, можна стверджувати, що однією з найбільших відчутних проблем електроенергетичної галузі України є *нерівномірність добових графіків* попиту споживачів на електричну потужність, що у поєднанні з *дефіцитом маневрених генеруючих потужностей* спричиняє значний негативний вплив на функціонування ОЕС. Якнайшвидше вирішення цієї проблеми є вкрай необхідним для забезпечення можливості нормального диспетчерського керування режимами виробництва і споживання електричної енергії в енергосистемі, підвищення економічності її функціонування, а також для підтримання необхідного рівня надійності й якості електропостачання споживачів.

Вирішення проблеми покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність традиційно може здійснюватись різними шляхами [18–20]: створенням в енергосистемі оптимальної структури генеруючих потужностей, використанням перетоків енергії з сусідніми енергосистемами або шляхом залучення споживачів до вирішення задачі вирівнювання графіків навантаження енергосистеми з застосуванням адміністративних (обмежуючих) чи економічних (стимулюючих) заходів. Очевидно, що оптимальне рішення цієї проблеми потрібно шукати одночасно в кількох напрямках. Можна стверджувати, що на сьогоднішній день заслуговують на увагу два принципово відмінні

напрямки вирішення проблем, що виникають в процесі диспетчерського керування режимами виробництва і споживання електричної енергії в ОЕС України:

- створення та введення в експлуатацію додаткових маневрених генеруючих потужностей в енергосистемі;
- залучення споживачів до вирішення задачі вирівнювання графіків навантаження енергосистеми.

Ефективність покриття нерівномірних графіків навантаження енергосистеми у першу чергу залежить від складу генеруючого обладнання та його маневрених можливостей [17–20]. Тому необхідним і найбільш «природним» шляхом вирішення цієї задачі є створення додаткових маневрених генеруючих потужностей на об'єктах «великої» енергетики.

Найбільш маневреними генеруючими потужностями в ОЕС України традиційно є енергоблоки *ГЕС і ГАЕС*. Тому одним із напрямків створення додаткових маневрених генеруючих потужностей в енергосистемі, безумовно, є реконструкція діючих ГЕС і ГАЕС, а також будівництво нових ГЕС. Відомо, що в нашій країні прийнята та здійснюється програма реконструкції та подальшого розвитку української гідроенергетики, яка, зокрема, передбачає завершення будівництва Дністровської та Ташлицької ГАЕС, спорудження Канівської ГАЕС, реконструкцію ГЕС Дніпровського каскаду, будівництво нових ГЕС на річках Дністер і Тиса.

Завершення будівництва та введення в експлуатацію цих станцій дасть можливість не тільки полегшити проходження в енергосистемі максимумів навантаження ОЕС, але й одержати значне додаткове електричне навантаження енергосистеми в нічний період. Однак за прогнозами спеціалістів у найближчі роки помітного приросту маневрених генеруючих потужностей в ОЕС України за рахунок введення в експлуатацію зазначених ГЕС очікувати не варто.

Таким чином, можна зробити висновок, що створити необхідні додаткові маневрені генеруючі потужності в ОЕС держави шляхом реконструкції та подальшого розвитку вітчизняної гідроенергетики можна буде тільки у досить



віддаленому майбутньому та за умови значних додаткових капітальних вкладень, у той час як проблема керування режимами виробництва та споживання електроенергії в ОЕС України вже зараз є надзвичайно серйозною і потребує якнайшвидшого її вирішення.

Надзвичайно перспективним може виявитись напрямок створення додаткових маневрених генеруючих потужностей, який передбачає залучення енергоблоків АЕС до тижневого, а за можливості, і до добового регулювання навантаження. Регулювання робочої потужності АЕС дає можливість також зменшити втрати обсягів виробництва електроенергії, що виникають у зв'язку з примусовим розвантаженням цих електростанцій, особливо у паводко-літній період. Однак, для забезпечення можливості регулювання потужності енергоблоків АЕС необхідно вирішити низку як технічних, так і «політичних» питань, що також вимагає достатньо тривалого часу.

Одним із можливих шляхів полегшення диспетчерського керування режимами виробництва електроенергії є переведення блочних ТЕС на сезонний і піковий режими роботи. При сезонному режимі роботи має здійснюватись відключення та консервація всіх енергоблоків станції на весь літній період. А у разі переведення на піковий режим роботи здійснюється відключення всіх блоків станції на вихідні з їх підйомом на робочі дні, а також повне зупинення станції на нічний період та підйом енергоблоків для проходження вечірнього максимуму навантаження енергосистеми. Однак реалізація такого шляху серйозної роботи з обґрунтування технічної можливості таких режимів. Крім того, необхідно створити певні економічні стимули для того, щоб робота ТЕС у зазначених режимах була фінансово вигідною для генеруючих компаній. При цьому слід врахувати збільшення витрат теплових електростанцій на ремонти обладнання, на додаткове паливо для його пусків, а також передбачити фінансову компенсацію за скорочення обсягів виробництва електроенергії цими станціями.

Ще одним можливим, але достатньо спірним, шляхом полегшення режимів виробництва електроенергії в ОЕС України є використання перетоків енергії з сусідніми енергосистемами. Проблемою застосування такого шляху є те, що

закупівля пікової потужності з енергосистем сусідніх країн може здійснюватись за дуже високими цінами, а експорт власної базової потужності – навпаки, за досить низькими цінами. До того ж, дуже суттєвим обмеженням використання міждержавних перетоків енергії, як зазначалося у попередньому розділі, є низька пропускна здатність українських магістральних електричних мереж.

Наведені вище напрямки полегшення режимів виробництва та передачі електроенергії в енергосистемі являють собою «класичний» варіант вирішення проблем електроенергетики засобами самої галузі, а саме шляхом оптимізації структури генеруючих потужностей енергосистеми. Роботу у цьому напрямку, безумовно, необхідно продовжувати. Однак, як було зазначено, створення в українській енергосистемі додаткових маневрених генеруючих потужностей або збільшення пропускної здатності існуючих електричних мереж вимагає значних фінансових та матеріальних витрат, а також тривалого часу.

З іншого боку, як відомо, електроенергетична галузь має таку характерну особливість як надзвичайно тісний, практично нерозривний у часі та за обсягами зв'язок між процесами виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. А отже помітного полегшення режимів виробництва і передачі електричної енергії в ОЕС, підвищення надійності та економічності її функціонування можна досягти також шляхом *залучення до вирішення цієї проблеми споживачів електроенергії* [36–40]. Можна стверджувати, що такий шлях вирішення зазначеної проблеми на сьогоднішній день слід вважати найменш витратним, найбільш швидким і реальним для української електроенергетики. Однак, як свідчить практика, величезний потенціал управління режимами виробництва та передачі електроенергії в енергосистемі шляхом залучення споживачів до вирішення цих задач в Україні до цього часу залишається практично незадіяним.

Можливості споживачів електричної енергії щодо участі у вирішенні проблем диспетчерського управління режимами функціонування ОЕС значні і дуже різноманітні. Одним з напрямків залучення споживачів до управління режимами виробництва і передачі електроенергії в енергосистемі є створення і

використання значного потенціалу *децентралізованої (розосередженої) генерації*. Тим більше, що перспективність цього напрямку підтверджують багаторічний практичний досвід, а також сучасні тенденції розвитку енергетичних систем економічно розвинених країн Європи [41].

На сьогоднішній день все більша кількість вітчизняних споживачів електричної енергії пред'являють високі вимоги щодо надійності і якості електропостачання, що часто призводить до необхідності створення ними власних резервних генеруючих потужностей. Частка децентралізованої генерації в нашій країні поки що значно нижча, ніж в багатьох економічно розвинених державах світу. Але вже зараз в Україні децентралізована генерація забезпечує більше 1 % загальнодержавного виробництва електроенергії і при цьому спостерігається стійка тенденція до її зростання.

У багатьох країнах світу лібералізація енергоринку значно стимулювала процес розвитку розосередженої (децентралізованої) генерації. При цьому, за наявності в енергетичній системі децентралізованих генеруючих потужностей, енергопостачальні організації формують певні стратегії купівлі електроенергії у споживачів як із метою зменшення її середньої вартості, так і для вирішення інших своїх проблем. Природно, що кожній із стратегій використання децентралізованих генеруючих потужностей властиві відповідні особливості, які визначають можливі сфери та режими їх застосування [42–44].

Розвиток в Україні децентралізованої генерації, без сумніву, дасть можливість поступово створити в ОЕС парк високоманеврених генеруючих потужностей, що дасть можливість значно спростити диспетчерське управління електричним навантаженням енергосистеми. Як свідчать результати досліджень, розвиток децентралізованої (розосередженої) генерації в Україні являє собою значний потенціал створення маневрених генеруючих потужностей для ОЕС, який набагато перевищує перспективи вирішення цієї проблеми шляхом розвитку гідроенергетики. Отже, для вітчизняної електроенергетичної галузі було б доцільним сприяти подальшому розвитку в Україні децентралізованої генерації.

Одним із різновидів децентралізованих (розосереджених) маневрених генеруючих потужностей в ОЕС є створення і використання значного потенціалу *нетрадиційних і відновлюваних джерел електричної енергії (НВДЕ)*. Цей шлях також є одним з пріоритетних сучасних напрямків розвитку енергетичних систем багатьох економічно розвинених країн Європи [41].

На сьогоднішній день частка НВДЕ у загальному обсязі ПЕР України, через недостатнє їх розповсюдження і недостатню економічну ефективність, невелика і складає близько 1 % від усіх видів ПЕР. Однак аналіз даних [45] щодо наявного в регіонах нашої держави потенціалу НВДЕ свідчить про можливість і доцільність більш широкого їх застосування. Однак при цьому необхідно зазначити, що широке використання НВДЕ, перш за все, вимагає удосконалення та здешевлення технологій виробництва енергії, на яких вони базуються. Тим не менше, використання НВДЕ вже зараз є реальним напрямком розвитку маневрених генеруючих потужностей в ОЕС України.

Не менш реальним у даний час напрямком вирішення проблем, пов'язаних із ускладненням керування режимами виробництва та споживання електричної енергії в ОЕС, слід вважати *створення додаткового маневреного електричного навантаження* ОЕС України, насамперед, у період нічного провалу навантаження енергосистеми.

Одним із шляхів створення додаткового маневреного електричного навантаження для ОЕС в нічний період, зокрема, є *розробка і впровадження в нашої країні технологій для виробництва й акумулювання водню, що надалі буде використовуватися як паливо для електростанцій і/або для автомобільного транспорту*. Такі технології знаходять все ширше застосування у багатьох економічно розвинених державах світу, зокрема, в країнах Західної Європи [41].

Очевидно, що для України практичне використання цього шляху є справою досить віддаленого майбутнього. Проте покласти початок розвитку та використанню цих технологій у нашої країні доцільно вже сьогодні.

Проте в нашої держав є принаймні ще один можливий напрямок створення додаткового маневреного електричного навантаження енергосистеми в нічний

період. Цей напрямок, який може бути застосований вже найближчим часом, – використання вже існуючих і достатньо широко розповсюджених (у т.ч. і в Україні) численних модифікацій *електричних накопичувачів тепла*, які можуть служити джерелами децентралізованого опалення і гарячого водопостачання будівель побутового, соціально-культурного й адміністративного призначення.

Потенціал можливого підвищення електричного навантаження ОЕС в нічний період за рахунок використання зазначених електричних накопичувачів тепла достатньо великий. І хоча одинична електрична потужність таких установок і систем невелика, загальна їх потужність вже в найближчому майбутньому може досягти кількох тисяч мегават, що дає змогу створити суттєве додаткове маневрене електричне навантаження ОЕС України у нічній період.

Однак, крім наведених вище шляхів участі споживачів електроенергії в управлінні режимами виробництва та передачі електроенергії в енергосистемі, особливу увагу слід звернути на далеко не повною мірою використані значні *можливості численних споживачів регулювати свій попит на електричну потужність протягом доби*. Такі можливості в першу чергу мають промислові споживачі, які, здебільшого, є спроможними:

- оптимізувати свої технологічні процеси з метою формування бажаних для енергетичної системи режимів споживання електроенергії;
- виділити спеціальні споживачі-регулятори електричної потужності та передати їх регулюючий потенціал у розпорядження енергосистеми тощо.

Таким чином, можна стверджувати, що загальний потенціал можливостей споживачів електричної енергії щодо їх участі в управлінні навантаженням енергосистеми є дуже великим. Однак при цьому важливим має бути розуміння того, що для практично використання цього потенціалу електроенергетична галузь України з метою вирішення багатьох своїх проблем *обов'язково має здійснювати систематичне та цілеспрямоване управління* відповідними процесами: впровадженням і використанням у споживачів об'єктів *децентралізованої (розосередженої) генерації*, у тому числі, *НВДЕ*, створенням *додаткового маневреного електричного навантаження* енергосистеми, а також

режимами споживання й ефективністю використання електроенергії споживачами. Більш того, необхідно розуміти, що зазначені процеси у споживачів електричної енергії більш або менш інтенсивно відбуваються зараз і відбуватимуться надалі, незалежно від розвитку «великої» енергетики. І у разі відсутності управління цими процесами з боку енергетичної галузі, вони не тільки не полегшать диспетчерське керування режимами виробництва та передачі електроенергії в енергосистемі, але й можуть призвести до появи нових значних проблем функціонування вітчизняної енергетики.

Слід зазначити також, що участь споживачів електричної енергії у вирішенні проблем енергетичної галузі стане можливою тільки за умови створення економічної заінтересованості у цьому самих споживачів. Тому в сучасних ринкових умовах для залучення споживачів електроенергії до участі у регулюванні графіків навантаження енергосистеми переважно мають застосовуватись не адміністративні, а економічні методи управління [19, 46, 47–54].

У зарубіжній практиці залучення споживачів до управління електричним навантаженням енергосистеми є відомим під загальною назвою *управління попитом на електроенергію (Demand Response)* і набуло широкого визнання як засіб забезпечення надійності енергопостачання, інтеграції відновлюваних джерел енергії, підвищення конкуренції на ринку електроенергії та розширення можливостей споживачів. При цьому під управлінням попитом розуміють змінення споживання електроенергії кінцевими споживачами відносно їх нормального профілю навантаження у відповідь на зміну цін на електроенергію у часі або у відповідь на певні стимулюючі виплати. Тобто, управління попитом являє собою форму економічної взаємодії енергопостачальних організацій зі споживачами, що забезпечує взаємовигідне регулювання обсягів та режимів електроспоживання.

Управління попитом на електроенергію (*Demand Response*), а також вирішення задач енергетичної ефективності у споживачів часто розглядають як складові концепції, що була створена у США на початку 80-х років минулого

сторіччя і є широко відомою під назвою *Demand Side Management*. Згідно цієї концепції підвищення ефективності використання енергії споживачами та розвиток генеруючих потужностей та електричних мереж енергопостачальної компанії розглядаються як аспекти енергозабезпечення, що взаємно доповнюють один одного. При цьому заощаджена енергія являє собою ресурс, що заміщує виробництво та передачу кількості енергії, якої не вистачає в енергосистемі.

Таким чином, в результаті активного формування попиту на електричну енергію і потужність енергетична компанія одержує можливість забезпечувати додаткові енергетичні потреби відповідного регіону з мінімальними витратами. Економічна ефективність зазначеної концепції, що є альтернативою будівництву нових енергетичних потужностей, обумовлена суттєво більш низькими витратами на енергозбереження (від 2 до 10 разів), а також відносно короткими термінами окупності відповідних інвестицій (від 1 до 3 років).

Як свідчить світовий досвід, такий підхід до вирішення проблеми покриття нерівномірних графіків електричного навантаження енергосистеми використовується у багатьох країнах світу та дозволяє досягати значних позитивних результатів [10, 19, 55–61].

Існують два основні способи залучення споживачів до управління навантаженням енергосистеми:

- застосування різних видів диференційованих за часом тарифів на електричну енергію (неявне управління попитом, *implicit demand response*);
- безпосереднє керування навантаженням споживачів з використанням диспетчерських засобів енергосистеми (явне управління попитом, *explicit demand response*).

Таким чином, можна стверджувати, що основним «інструментом» економічного впливу енергетичної галузі будь-якої держави на споживачів є тарифи на електричну енергію, які мають бути дієвим засобом управління електроспоживанням.

### **1.5. Тарифи на електроенергію як основний «інструмент» економічного управління електроспоживанням**

Економічні взаємовідносини між електропостачальними компаніями, виробниками електричної енергії і її споживачами в усіх розвинених країнах світу регулюються шляхом встановлення тарифів на електроенергію, які, зокрема, є орієнтованими на вирішення тих чи інших проблем функціонування енергетичної галузі відповідних держав. Аналізуючи практику встановлення та застосування тарифів на електричну енергію, що діють в різних країнах, головним чином необхідно звернути увагу на певні спільні характерні особливості існуючих зарубіжних систем тарифів як засобів економічного управління електроспоживанням.

Перш за все потрібно зазначити, що склад фінансових витрат енергетичних компаній, які враховуються при формуванні тарифів на електроенергію в різних країнах, не є однаковим: від врахування в тарифі капітальних видатків на будівництво нових енергетичних об'єктів (Франція) до продажу електричної енергії за її собівартістю (наприклад, у деяких провінціях Канади) [62–64].

У різних країнах, в тому числі, і в економічно розвинених, традиційно використовують три основні концепції формування тарифів на електроенергію, які базуються відповідно на визначенні середніх повних витрат енергетичної компанії за весь період її існування, на встановленні так званих короткотермінових граничних витрат (*Short Ran Marginal Costs, SRMC*) або на розрахунку довготермінових граничних витрат (*Long Ran Marginal Costs, LRMC*). Застосування цих концепцій у тій або іншій країні значною мірою обумовлено як традиційними підходами до встановлення тарифів на енергію, так і певними політичними чинниками. Однак, не дивлячись на певні переваги та недоліки зазначених концепцій, у зв'язку з переходом до ринкових принципів формування цін та тарифів на електроенергію у розвинених країнах часто спостерігається спільне застосування одночасно кількох концепцій.

Перш за все це пов'язано з необхідністю диференційованого підходу до встановлення тарифів на електроенергію для різних груп споживачів. У деяких



країнах значний вплив на рівень цін на енергію здійснюють субсидії або пільги, які держава встановлює як для виробників електроенергії, так і для окремих категорій чи груп її споживачів. Тому багато країн світу при формуванні цін та тарифів на електроенергію враховують певні соціальні чинники (демографічні показники, рівень доходу сімей тощо), а також економічні пріоритети функціонування та розвитку тих чи інших галузей виробництва або інших об'єктів господарювання.

У більшості країн світу існують законодавчі та нормативні документи, що регламентують принципи, порядок та методику формування тарифів на електричну енергію. При цьому граничні відпускні ціни і тарифи на енергію, а також сам процес їх формування суворо контролюються відповідними організаціями на державному та місцевому рівнях. Тим не менше, середній рівень цін на електроенергію у багатьох країнах має тенденцію до зростання, що пояснюється інфляцією національної валюти, зростанням цін на паливо та інших експлуатаційних витрат, збільшенням витрат на будівництво енергетичних об'єктів, у тому числі, через необхідність використання обладнання, що забезпечує охорону навколишнього середовища, тощо.

З іншого боку, в окремих державах періодично відбувається зниження тарифів на електричну енергію [65–67]. У більшості випадків це пов'язано зі зростанням конкуренції виробників та постачальників енергії, з підвищенням ефективності їх роботи, з коливаннями цін на первинні енергоносії, зі зміною податкової політики, а також з впливом інших чинників.

Більшість розвинених країн світу, які активно впроваджують елементи ринкових відносин в енергетиці, проводять політику «глибокої» диференціації тарифів на електроенергію. Це перш за все пов'язано з необхідністю виконання однієї з основних вимог функціонування ринку електричної енергії: свободи вибору споживачем системи тарифів та розрахунків з виробником або постачальником енергії.

Однією з основних ознак, за якою здійснюється диференціація тарифів на електроенергію практично в усіх розвинених країнах, є певні періоди часу, яка

дозволяє більш або менш гнучко враховувати зміну поточних витрат на виробництво та передачу електричної енергії у різних режимах функціонування енергетичної системи, зокрема, у періоди максимального (пікового), середнього (напівпікового) та мінімального (нічного) її навантаження [68–70]. При цьому слід зазначити, що в багатьох країнах у випадках, коли з тих чи інших причин неможливо встановлювати тарифи на електроенергію, диференційовані за зонами доби, активно застосовують їх диференціацію за більш тривалими періодами часу, зокрема, за робочими та вихідними днями тижня та за сезонами року.

Крім того, у більшості розвинених країн світу застосовують також низку інших критеріїв (ознак), за якими диференціюються тарифи на електричну енергію. Основними з таких критеріїв є обсяг споживання електроенергії, приєднана потужність споживача, його участь у максимальному (піковому) навантаженні енергосистеми, характер використання споживачем у часі електричної потужності (базова або пікова потужність, кількість годин використання максимальної потужності споживача), характер виробничого процесу споживача (неперервний або дискретний), рівень напруги живлення споживача (НН, СН, ВН) тощо [71–74].

Виходячи з зазначених критеріїв, можна сказати, що найбільш характерними для більшості розвинених країн світу є такі тарифи на електроенергію:

- тарифи, диференційовані за зонами доби;
- тарифи, диференційовані за сезонами року;
- тарифи за групами споживачів (для промислових, сільськогосподарських, побутових тощо);
- спеціальні тарифи, що враховують рівень надійності електропостачання споживачів (зокрема, тарифи на електропостачання, що може перериватися у періоди максимального навантаження енергосистеми або у разі виникнення аварійних ситуацій);
- економічно та соціально орієнтовані тарифи тощо.

При цьому у більшості країн світу застосовують три основні різновиди тарифів на електричну енергію.

*Одноставочні тарифи* – використовуються здебільшого у побутовому і частково у промисловому секторі економіки. Такі тарифи за взаємною згодою постачальників та споживачів електроенергії можуть встановлюватись у вигляді:

- постійного платежу, розмір якого залежить не від обсягу споживання електроенергії, а від тривалості відповідного періоду часу;
- єдиної для всіх споживачів ціни за 1 кВт·год. електроенергії;
- кількох «групових» цін на електроенергію, що встановлюються для різних категорій споживачів в залежності від величини їх приєднаної електричної потужності;
- кількох «ступінчастих» цін на електричну енергію, розмір яких зменшується або збільшується пропорційно зростанню обсягу її споживання протягом певного часу.

Застосування таких тарифів вимагає наявності у споживачів тільки найпростіших приладів обліку електроенергії. Однак вони (крім першого з зазначених вище їх різновидів) з економічної точки зору мають суттєвий недолік: споживачі, які деякий час не використовують електроенергію, не несуть жодних витрат, тобто у цей період не компенсують витрат енергосистеми на забезпечення потрібної надійності електропостачання. Однак, якщо загальний попит на енергію на відповідний період прогнозується достатньо точно, то електропостачальна компанія, використовуючи такі тарифи, все ж повністю відшкодовує свої витрати за рахунок споживачів, які використовували електроенергію і сплатили її вартість.

Можна сказати також, що одноставочні тарифи, в принципі, стимулюють споживачів до енергозбереження, однак тільки за умови, що вартість електроенергії складає значну частину собівартості продукції або загального бюджету споживача.

З точки зору управління електроспоживання слід зазначити, що застосування тільки останнього з зазначених вище різновидів одноставочних тарифів дає змогу електропостачальним компаніям певною мірою регулювати

обсяги електроспоживання, однак жоден з наведених різновидів таких тарифів зовсім не дозволяє здійснювати управління режимами споживання електричної енергії.

Виключенням є тільки *одноставочні тарифи на електроенергію, диференційовані за періодами часу*. Такий тариф стимулює до зміни режимів споживання електричної енергії. При його використанні споживачі зацікавлені у перенесенні частини свого попиту на енергію з періодів максимального навантаження енергосистеми на періоди її мінімального навантаження. Проте, встановлення таких тарифів вже вимагає оснащення споживачів більш складними приладами обліку електроспоживання.

Що ж стосується практики економічно розвинених країн світу, то необхідно зазначити, що одноставочні тарифи на електроенергію, як правило, у таких країнах використовуються лише у побутовому секторі. Для інших груп споживачів ті чи інші різновиди одноставочних тарифів у чистому вигляді здебільшого не застосовуються, а входять як окрема складова більш складних тарифів на електричну енергію.

*Двоставочні тарифи* – використовуються як для побутових (зокрема, у Франції), так і для промислових та інших споживачів. Такі тарифи передбачають визначення загального розміру оплати за електричну енергію на підставі *основної* та *додаткової* ставки тарифу. Основна ставка тарифу на електроенергію може встановлюватись у вигляді вартості 1 кВт приєднаної (встановленої), заявленої або фактично спожитої електричної потужності споживачів. Додаткова ставка являє собою ціну 1 кВт·год. використаної електроенергії, яка може бути встановлена у такому ж вигляді, як і будь-який з наведених вище різновидів одноставочних тарифів на електричну енергію.

Застосування двоставочних тарифів з основною ставкою за приєднану потужність, як і більшості одноставочних тарифів, не вимагає наявності у споживачів складних приладів або систем обліку електроспоживання. Однак, з іншого боку, такий двоставочний тариф зовсім не стимулює до зміни режимів споживання електричної енергії. При використанні такого тарифу споживачі

намагаються зменшувати встановлену потужність своїх трансформаторів та високовольтних двигунів, що може призвести до зниження надійності їх систем електропостачання. Тому у такому вигляді основна ставка двоставочного тарифу практично не встановлюється.

У випадку застосування двоставочного тарифу з основною ставкою за максимальну заявлену потужність, споживачі нічим не обмежені з точки зору своєї приєднаної електричної потужності. Використання такого різновиду двоставочного тарифу вже вимагає встановлення у споживачів достатньо складних приладів або систем обліку електроспоживання. Такий тариф на електроенергію, в принципі, стимулює споживачів до зниження своєї потужності у періоди максимального навантаження енергосистеми. Однак, як свідчить практика, застосування такого тарифу досить часто сприяє поступовому зміщенню годин пікового навантаження енергосистеми у межах доби, що не дозволяє суттєво полегшити режими виробництва та передачі електроенергії. Тому у такому вигляді основна ставка двоставочного тарифу також здебільшого не встановлюється.

В економічно розвинених країнах світу найчастіше застосовують двоставочні тарифи на електроенергію з основною ставкою за електричну потужність, що фактично споживається у періоди максимального навантаження енергосистеми. Такий спосіб встановлення основної ставки тарифу, принаймні, є більш справедливим по відношенню до споживачів електроенергії. Хоча не можна сказати, що використання цього різновиду двоставочного тарифу є достатньо ефективним з точки зору управління режимами електроспоживання. Однак, при цьому слід зазначити, що саме двоставочні тарифи з основною ставкою за фактичну потужність, що споживається у години максимального навантаження енергосистеми, для багатьох країн світу є базовими.

Що стосується багатоставочних тарифів на електричну енергію, що використовуються в економічно розвинених країнах світу, то потрібно сказати, що такі тарифи здебільшого являють собою різні комбінації наведених вище різновидів одноставочних та двоставочних тарифів. Зокрема, досить широко

застосовуються *трьохставочні тарифи*, коли споживачі мають сплачувати енергопостачальній компанії за їх *встановлену електричну потужність*, за *фактичну потужність*, що *споживається* ними у періоди *пікового навантаження енергосистеми*, а також за *обсяг використаної електроенергії*. Використовуються також більш складні тарифи на електричну енергію, які включають п'ять і більше ставок. При цьому, як вже зазначалося, у різних країнах в залежності від місцевих умов встановлюються різні ставки тарифів на електроенергію для зимового та літнього періоду, а також ставки тарифів для годин з мінімальним, середнім (повним) і максимальним навантаженням енергосистеми.

У багатьох країнах світу існує також регіональна диференціація тарифів на електричну енергію, яка дозволяє враховувати структуру виробництва та споживання електроенергії, що склалася у відповідному регіоні. У світі практикується також диференціація тарифів за кліматичними зонами, що дозволяє враховувати необхідність застосування систем електричного опалення або кондиціонування повітря відповідно у зонах з холодним або жарким кліматом [75].

Все ширшого застосування у багатьох країнах світу (зокрема, у США, Великобританії, Фінляндії) набувають так звані тарифи реального часу, які дозволяють енергопостачальним компаніям щогодини відслідковувати ситуацію на ринку електроенергії і здійснювати оперативне балансування електричної потужності, що виробляється та споживається в енергосистемі [76–78]. Зрозуміло, що такі тарифи знайшли застосування, перш за все, серед споживачів, які є здатними оперативно регулювати свої технологічні процеси в залежності від встановлених щогодинних тарифів, і відповідно, змінювати свій попит на електричну потужність.

Таким чином, можна констатувати, що у багатьох країнах світу активно застосовуються заходи з управління електроспоживання, зокрема, спрямовані на залучення споживачів до вирівнювання графіків електричного навантаження енергетичної системи. Як свідчить зарубіжний досвід, для досягнення необхідних

результатів у цьому напрямку основною умовою є створення економічної заінтересованості споживачів у регулюванні їх попиту на електричну потужність та енергію [12, 19, 79]. При цьому економічне управління електроспоживанням, як правило, здійснюється за допомогою встановлення відповідних тарифів на електроенергію [80–90]. Одним з основних засобів стимулювання споживачів до перенесення частини потужності, що ними споживається, з періодів максимального навантаження енергосистеми до періодів з мінімальним її навантаженням є диференційовані за часом тарифи на електроенергію. Застосування таких тарифів дозволило у багатьох країнах світу створити умови, що сприяли значному зниженню попиту споживачів у години пікового навантаження енергосистеми та збільшенню їх нічного електроспоживання, і тим самим досягти значних результатів вирівнювання графіків навантаження енергосистеми [91–97].

### **1.6. Тарифи на електричну енергію в Україні**

Вдосконаленню господарського механізму в електроенергетичній галузі на протязі декількох попередніх десятиліть приділялось багато уваги. Дослідженням в цьому напрямку присвячені роботи багатьох як українських, так і зарубіжних вчених. Зокрема, у [98, 99] наведено огляд найбільш вагомих напрямків та розробок в області тарифоутворення в електроенергетиці, запропонованих на протязі більш ніж тридцятирічного періоду.

Як вже зазначалось, в електроенергетичній галузі України існує проблема нерівномірності попиту на електричну потужність та енергію, зумовлена, перш за все тим, що споживачі не заінтересовані у регулюванні графіків свого електричного навантаження. Одним з можливих шляхів полегшення режимів виробництва і передачі електроенергії в ОЕС, за думкою багатьох українських та зарубіжних дослідників, традиційно вважалось введення в практику розрахунків зі споживачами електроенергії тарифів, що економічно стимулюють їх до участі у вирівнюванні графіків електричного навантаження енергосистеми [24, 36, 80, 86, 88, 100 – 104].

У колишньому СРСР питаннями встановлення тарифів на електричну енергію займалися російські науково-дослідницькі інститути. В результаті виконання відповідних розробок з 1 липня 1967 р. було введено в дію, в тому числі й в Україні, преїскурант, що передбачав використання як простих одноставочних, так і двоставочних тарифів на електричну енергію, які на той час стали єдиним засобом управління режимами споживання електроенергії в енергосистемі.

У цьому преїскуранті основна ставка двоставочного тарифу передбачала річну плату за 1 кВт заявленої споживачем потужності, яка приймала участь у формуванні максимумів електричного навантаження ЕЕС. А для споживачів з максимальним навантаженням не нижче 500 кВт, що не мають приладів обліку електричної потужності, що використовується, тимчасово, до установки необхідних вимірювальних приладів, основна ставка двоставочного тарифу встановлювалась у вигляді плати за 1 кВт·А приєднаної потужності споживачів. В свою чергу, одноставочний тариф (а також відповідна складова двоставочного тарифу) являла собою плату за 1 кВт·год відпущеної споживачеві активної електричної енергії. Як відомо, значних результатів вирівнювання графіків електричного навантаження ОЕС за допомогою встановлених таким чином двоставочних тарифів досягти не вдалося.

Зрозуміло, що в той період на вдосконалення і подальший розвиток тарифів на електроенергію найбільше впливали дослідження багатьох відомих російських вчених [46, 63, 105 – 125].

Зокрема, результати цих досліджень дозволили врахувати зміни, що відбувалися в структурі електроенергетичної галузі та економіки в цілому, при розробці преїскуранту № 09-01 «Тарифи на електричну та теплову енергію, що відпускається енергосистемами і електростанціями Міненерго СРСР», який було введено в дію з 1 січня 1982 р.

У подальшому преїскурант № 09-01 доопрацьовувався та змінювався в 1988, а також в 1991 році. При цьому преїскурант 1991 року був певним новим кроком в області вдосконалення методів економічного управління режимами



електроспоживання, що використовувались в Україні, оскільки передбачав встановлення не лише простих одноставочних та двоставочних тарифів, але також і одноставочних тарифів на електричну енергію, диференційованих за часом. Цим преїскурантом енергопостачальним організаціям надавалося право за узгодженням зі споживачами діючі прості одноставочні тарифи на електроенергію (або додаткову ставку двоставочного тарифу) диференціювати за зонами доби (піковою, напівпіковою нічною). Здійснювалось таке диференціювання відповідно до «Тимчасових методичних вказівок з розрахунку диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію», затверджених постановою Держкомцін СРСР від 30.07.85 р. № 667а. Що стосується двоставочних і простих одноставочних тарифів, то принципи їх встановлення у преїскуранті № 09-01 1991 року лишились практично незмінними.

Широкої популярності серед споживачів диференційовані за зонами доби тарифи на електричну енергію, передбачені цим преїскурантом, в той час не мали, хоча були спроби їх практичного використання. Зокрема, в роботі [124] приведено результати експерименту з використання диференційованих за зонами доби тарифів на електричну енергію, що проводився у 1984 році в Ленінградській енергосистемі на трьох підприємствах. Числові значення тарифних ставок в цьому експерименті визначалися індивідуально для кожного споживача, причому приймалось, що у тому разі, якщо підприємство не здійснює жодних заходів з регулювання свого графіка електричного навантаження, то розмір його плати за електроенергію має зберегтися на тому ж рівні, що й при використанні діючого двоставочного тарифу. В цьому експерименті ставки диференційованих за зонами доби тарифів встановлювались таким чином:

- для *нічної зони* — на рівні паливної складової собівартості виробництва електроенергії на теплоелектростанціях;
- для *напівпікової зони* — приймалися рівними платі за електроенергію за діючим двоставочним тарифом;
- для *пікової зони* — на підставі окремих розрахунків.

При цьому співвідношення між прийнятими ставками диференційованих за зонами доби тарифів були наступними:

$$T_n : T_m : T_n = 1.41 : 1 : 0.6.$$

Не дивлячись на низку недоліків у проведенні зазначеного експерименту, за думкою авторів, в цілому його результати були позитивними, оскільки дозволили визначити основні підходи до створення у споживачів реальної економічної заінтересованості у їх участі в регулюванні графіків електричного навантаження енергосистеми. Проте, широкого поширення результати цього експерименту не отримали.

Подібний експеримент встановлення та використання диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію у той же період проводився в енергосистемі Львівенерго [126]. При цьому було одержано результати, подібні до отриманих в Ленінградському експерименті.

Починаючи з 1992 року, науково-дослідницькі роботи в області вдосконалення діючих тарифів на електричну енергію почали проводитись в Україні. Розглядались і аналізувались розробки в цьому напрямку багатьох як українських, так і зарубіжних вчених [37, 80, 86, 100, 126 – 146]. Слід зауважити, що в цих розробках все більше уваги приділялось розвитку системи тарифів на енергію як механізму економічного управління режимами електроспоживання.

Зокрема, з метою заохочення споживачів до вирівнювання графіків електричного навантаження енергосистеми, починаючи з 1992 року, в Україні було розроблено і затверджено низку тимчасових нормативних документів та методик встановлення двоставочних і одноставочних, диференційованих за періодами часу тарифів на електроенергію. У тому числі, в 1993 році було розроблено Положення про державне регулювання тарифів на електричну і теплову енергію. Цим положенням передбачалося встановлення двоставочних тарифів, виходячи з наступних міркувань:

- плата за спожиту електроенергію визначалась на підставі вартості нормативних витрат палива на виробництво 1 кВт·год електроенергії;

– щомісячна плата за заявлену потужність включала в себе всі витрати на виробництво електроенергії, крім паливної складової, віднесені до заявленої потужності споживачів.

Однією з методик, спрямованих на розвиток диференційованих за часом тарифів, яка була створена в той період і використовувалась до недавнього часу, є «Тимчасова методика системи взаєморозрахунків за 3-зонним тарифом за фактичне сальдо перетоків електроенергії», розроблена у відповідності до наказу Міненерго України від 30.03.94 р. № 82, та затверджена 02.11.94 р.

Згідно цієї методики диференціювання за зонами доби діючого тарифу на продаж (покупку) електроенергії здійснювалось з використанням наступних тарифних коефіцієнтів: ніч – 0,6; день – 1; пік – 1,8. При цьому межі тарифних добових зон встановлювались національним диспетчерським центром (НДЦ) України, виходячи з конфігурації графіків електричного навантаження ОЕС.

Розвитку методів встановлення диференційованих за періодами часу тарифів на електричну енергію присвячена також методика [134]. Зокрема, в даній методиці визначення меж тарифних періодів здійснювалось на підставі результатів аналізу статистичних характеристик і класифікації графіків електричного навантаження ОЕС України. Рівень ставок диференційованих за періодами часу тарифів, визначався для кожного тарифного періоду в залежності від напрямку та величини відхилення середньогодинного електричного навантаження енергосистеми в даний період від середньогодинного навантаження енергосистеми за відповідний, більш тривалий проміжок часу. Для добових зон – це доба, для днів тижня – сезон року, для тарифних сезонів – рік.

Дана методика дозволяла на підставі діючих простих одноставочних і двоставочних тарифів встановлювати одноставочні тарифи на електроенергію, диференційовані за сезонами року, робочим та вихідним днями тижня, а також за зонами доби. Причому, встановлювати диференційовані тарифи можна було, як одночасно для всіх зазначених періодів, так і для окремих періодів у будь-якій їх комбінації. Наприклад, розраховані згідно запропонованої методики,

співвідношення між тарифними ставками для робочого дня найбільш завантаженого (зимового) сезону були наступними:

$$T_n : T_m : T_h = 2.02 : 1 : 0.20.$$

Як свідчить наведене співвідношення між ставками диференційованого тарифу за зонами доби, визначене на основі даної методики, слід очікувати, що споживачі електричної енергії, використовуючи такі тарифи, будуть отримувати більш значну фінансову вигоду в результаті відповідного регулювання конфігурації своїх графіків електричного навантаження, ніж у разі застосування диференційованих тарифів, встановлених забудь-якою із згаданих вище інших методик.

Однак остаточна та найбільш об'єктивна відповідь на питання, який рівень наданої споживачам фінансової вигоди є необхідним і достатнім для їх активної участі у вирівнюванні графіків електричного навантаження енергосистеми, можуть надати тільки самі споживачі. Тому автори методики [134] запропонували встановлювати необхідний рівень зазначеної фінансової вигоди на підставі результатів маркетингових досліджень реакції споживачів на різні співвідношення між ставками диференційованих за часом тарифів на електроенергію.

Не дивлячись на численні результати досліджень, що проводились у той час в області вдосконалення та подальшого розвитку тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу, слід зазначити, що більшість запропонованих способів їх встановлення також не знайшли широкого практичного застосування. Хоча питання про доцільність та необхідність використання таких тарифів неодноразово обговорювалося в наукових журналах і в матеріалах багатьох наукових конференцій і семінарів [24, 80, 84, 86, 105, 116, 122, 128, 130, 136, 147 – 150].

Головною причиною такого стану справ була невирішена проблема практично усіх запропонованих методик встановлення диференційованих за часом тарифів на електричну енергію, що базуються тільки на розрахунку

реальних фінансових витрат енергосистеми на виробництво, передачу та розподіл електроенергії. Ця проблема полягала в неможливості створення за допомогою таких тарифів значного стимулюючого впливу на споживачів. Іншими словами, такі тарифи не надавали споживачам достатньої величини їх фінансової вигоди, яка могла бути отримана ними в результаті відповідного регулювання своїх графіків електричного навантаження.

З цієї точки зору згадана вище методика [134] порівняно з іншими запропонованими на той час методиками надавала дещо кращу можливість встановлення диференційованих за часом тарифів на електроенергію. Тому саме ця методика (хоч, і в дещо обмеженому вигляді – з встановленням диференційованих тарифів тільки за зонами доби) була затверджена в 1994 році. Починаючи з 1995 року, і до цього часу в Україні практично застосовуються не тільки прості одноставочні тарифи на електричну енергію, але й тарифи, диференційовані за зонами доби, що були встановлені за цією методикою. Причому перехід на диференційовані за часом тарифи здійснюється виключно за бажанням споживача після погодження з відповідною енергопостачальною організацією.

У середині 90-х років значну увагу почали приділяти розробці тарифів на електроенергію, здатних вирішити низку специфічних питань функціонування енергетичної галузі. До таких питань можна віднести врахування фактора надійності електропостачання споживачів [39, 83, 115, 146, 151, 152], формування пільгових тарифів для сільськогосподарських споживачів [119, 153], ступінчатих тарифів на електроенергію для населення [118, 123], знижок і надбавок до тарифів за якість електричної енергії [117, 154], плати за реактивну потужність [155, 156]. Однак більшість результатів цих досліджень реалізовано на практиці не було.

Питанням управління електроспоживанням в умовах переходу на нові форми господарювання в електроенергетиці та необхідності введення екологічних знижок і надбавок до тарифів на електроенергію присвячені також роботи [36, 104]. В них сформульовані основні вимоги до систем тарифів на електроенергію, як до основного «інструменту» економічного управління електроспоживанням. А

також обґрунтовано необхідність спільного підходу до розвитку систем обліку електричної енергії і до формування системи тарифів на енергію, спрямованих на створення реальної можливості управління режимами споживання електроенергії в енергетичній системі.

Зокрема, в результаті низки розробок, виконаних в Національному технічному університеті України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» за завданням Міністерства України, національного диспетчерського центру (НДЦ) і Національної комісії з питань регулювання електроенергетики (НКРЕ), була запропонована концепція побудови багатофункціональної системи тарифів на електричну енергію [24, 88]. Авторами цієї концепції було запропоновано системний підхід до формування тарифів на електроенергію в Україні, орієнтований на поступове, послідовне вирішення цієї задачі з урахуванням зміни умов функціонування ОЕС, а також особливостей роботи конкретних енергопостачальних організацій [24, 86, 88].

Згідно даної концепції система тарифів на електроенергію має виконувати низку функцій, з яких першочерговими слід вважати:

- відшкодування витрат на виробництво, передачу та розподіл електроенергії, а також забезпечення справедливого прибутку для енергопостачальних організацій;
- економічне стимулювання споживачів до полегшення режимів роботи електроенергетичної системи;
- створення економічних умов для зниження шкідливого впливу енергетики на довкілля та поступового поліпшення екологічної обстановки в державі;
- економічне стимулювання споживачів до участі у зниженні дефіциту електричної потужності в енергосистемі;
- економічне стимулювання енергозбереження у споживачів тощо.

Авторами згаданої концепції було створено численні конкретні методики, що дозволяють встановити ті чи інші складові тарифів на електроенергію, за

допомогою яких могли б виконуватись відповідні функції управління електроспоживанням. Зокрема, було розроблено:

- методику розрахунку роздрібних тарифів на електроенергію, диференційованих за рівнями напруги живлення споживачів [137, 139];
- методику встановлення знижок до тарифів на електроенергію за участь споживачів у зменшенні дефіциту електричної потужності в енергосистемі [138, 145];
- методику встановлення екологічної складової до тарифів на електричну енергію [88, 104, 135], а також низку інших методик.

Однак, як сама зазначена концепція, так і результати окремих досліджень, виконаних її авторами, реалізовані на практиці не були.

Таким чином, із всього різноманіття наукових розробок в області вдосконалення та розвитку методів економічного управління електроспоживанням, що були запропоновані багатьма українськими та зарубіжними вченими на протязі кількох десятиліть, реальне практичне застосування знайшла тільки одна методика [134], що дає змогу встановлювати роздрібні тарифи на електроенергію, диференційовані за зонами доби. Як було сказано, такі тарифи діють в Україні і на сьогоднішній день. При цьому на протязі більш ніж 20 років використання цих тарифів НКРЕ лише декілька разів незначно змінювала співвідношення між ставками тарифів за зонами доби, яке було встановлено на підставі зазначеної методики на початку її використання.

## **Висновки до розділу 1**

1. В умовах недостатньої забезпеченості власними ПЕР, систематичного зростання цін на вітчизняні та імпортовані енергоресурси, для України дедалі більш нагальною стає необхідність практичного вирішення завдань енергозбереження в усіх ланках національної економіки і, зокрема, у ПЕК, який завжди був і залишається одним з найбільших споживачів палива та енергії всіх видів.

2. Підвищення ефективності використання ПЕР в електроенергетичному секторі значною мірою залежить від формування та підтримання енергетично ефективних режимів виробництва і передачі електроенергії в енергосистемі, можливість досягнення яких, у свою чергу, суттєво залежить від підтримання відповідних режимів її споживання, на формування яких має безпосередньо впливати сама енергетична система. Тобто енергосистема для підвищення рівня ефективності використання ПЕР в процесах виробництва і передачі електроенергії повинна не просто контролювати режими її споживання, а здійснювати активне управління цими режимами.

3. Таким чином, управління режимами електроспоживання, зокрема, попитом споживачів на електричну потужність в енергетичній системі, слід розглядати як один з важливих засобів підвищення енергетичної ефективності функціонування електроенергетичної галузі України.

4. Однією з найбільших відчутних проблем електроенергетичної галузі України є *нерівномірність добових графіків* попиту споживачів на електричну потужність, що у поєднанні з *дефіцитом маневрених генеруючих потужностей* спричиняє значний негативний вплив на функціонування ОЕС.

5. Помітного полегшення режимів виробництва і передачі електричної енергії в ОЕС, підвищення надійності та економічності її функціонування можна досягти шляхом *залучення до вирішення цієї проблеми споживачів електроенергії*. Такий шлях вирішення зазначеної проблеми на сьогоднішній день слід вважати найменш витратним, найбільш швидким і реальним для української електроенергетики.

6. Електроенергетична галузь України з метою вирішення своїх проблем *обов'язково має здійснювати систематичне та цілеспрямоване управління* відповідними процесами: впровадженням і використанням у споживачів об'єктів *децентралізованої (розосередженої) генерації*, у тому числі, *нетрадиційних і відновлюваних джерел електричної енергії*, створенням *додаткового маневреного електричного навантаження* енергосистеми, а також *режимами споживання і ефективністю використання електроенергії споживачами*.



7. Участь споживачів електричної енергії у вирішенні проблем енергетичної галузі стане можливою тільки за умови створення економічної заінтересованості у цьому самих споживачів. В сучасних ринкових умовах для залучення споживачів електроенергії до участі у регулюванні графіків навантаження енергосистеми переважно мають застосовуватись не адміністративні, а економічні методи управління.

8. Як свідчить зарубіжний досвід, основним «інструментом» економічного впливу енергетичної галузі будь-якої держави на споживачів є тарифи на електричну енергію, які мають бути дієвим засобом управління електроспоживанням. Зокрема, одним з основних засобів стимулювання споживачів до перенесення частини потужності, що ними споживається, з періодів максимального навантаження енергосистеми до періодів з мінімальним її навантаженням є диференційовані за часом тарифи на електроенергію.

9. В Україні, починаючи з 1995 року, та до цього часу єдиним засобом економічного управління попитом споживачів на електричну потужність є одноставочні тарифи на електроенергію, диференційовані за зонами доби. Однак на сьогоднішній день існує нагальна потреба аналізу результатів застосування цих тарифів, оскільки протягом тривалого періоду вони залишаються практично незмінними, у той час як в державі відбулися значні зміни в структурі виробництва і споживання електричної енергії.

## РОЗДІЛ 2

### ДОСЛІДЖЕННЯ ДІЮЧИХ В УКРАЇНІ ДИФЕРЕНЦІЙОВАНИХ ЗА ЧАСОМ ТАРИФІВ ЯК ЗАСОБІВ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

#### **2.1. Оцінювання результатів впливу диференційованих за добовими зонами тарифів на зміну режимів споживання електроенергії в об'єднаній енергосистемі України**

Сучасні ринкові принципи господарювання суттєво обмежують можливість використання адміністративних методів управління електроспоживанням (за виключенням аварійних ситуацій) і потребують використання для цієї мети виключно економічних механізмів. Разом із тим, як свідчить світовий досвід, одним із найбільш дієвих економічних механізмів управління електроспоживанням є тарифи на електроенергію.

На сьогодні в Україні єдиним засобом економічного управління попитом споживачів на електричну потужність є тарифи на електроенергію, диференційовані за зонами доби [157]. Як було сказано в підрозділі 1.6, такі тарифи діють у країні з 1995 року. Разом із тим протягом більш ніж 20 минулих років ці тарифи залишаються майже незмінними, у той час як суттєві зміни відбулися як у структурі споживання електроенергії, так і в режимах її виробництва. До того ж необхідно підкреслити, що протягом вказаного, досить тривалого періоду майже не здійснювались моніторинг та аналіз результатів використання диференційованих тарифів на електроенергію.

Виходячи з цього, розумно припустити, що існуючі в Україні диференційовані за часом тарифи вже не відповідають сучасним умовам їх використання та тому потребують вдосконалення та подальшого розвитку. Очевидно, що для того щоб підтвердити або спростувати таке припущення, перш за все, необхідно проаналізувати сучасний стан, а також досягнуті результати використання цих тарифів.

Статистичні дані щодо кількості споживачів, які використовують диференційовані за зонами доби тарифи, а також обсяги їх електроспоживання та впливу на зміни графіків електричного навантаження ОЕС в Україні регулярно почали збирати тільки після 2001 року. Отже, проаналізувати результати використання цих тарифів можна, починаючи з 2002 року.

Оцінка результатів використання диференційованих за часом тарифів потребує розгляду таких аспектів даного питання, як:

- динаміка зміни протягом відповідного періоду кількості та складу споживачів електроенергії, що використовують диференційовані тарифи;
- динаміка зміни попиту на електричну енергію цих споживачів;
- вплив використання диференційованих за часом тарифів на зміну режимів споживання електроенергії.

### ***2.1.1. Аналіз динаміки зміни кількості та складу споживачів електроенергії, що використовують диференційовані за зонами доби (зонні) тарифи***

Як свідчать статистичні дані, загальна кількість українських споживачів електроенергії, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи (для стислості надалі їх можна називати «дифтарифними» споживачами), включно до 2013 року щорічно систематично збільшувалась (рис. 2.1).

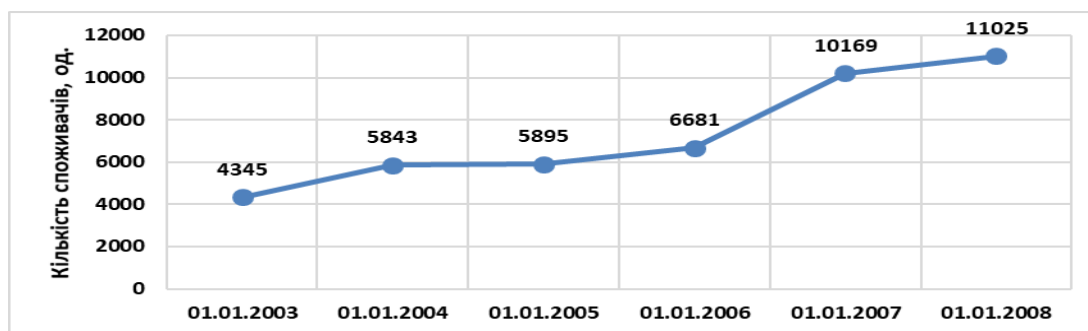


Рисунок 2.1 – Динаміка зміни загальної кількості споживачів електроенергії, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи (2003–2008 роки)

Проте разом із цим динаміка зміни кількості споживачів, що використовують зонні тарифи на електроенергію, протягом розглянутого періоду (2002–2007 роки) для різних груп споживачів була неоднаковою (рис. 2.2).

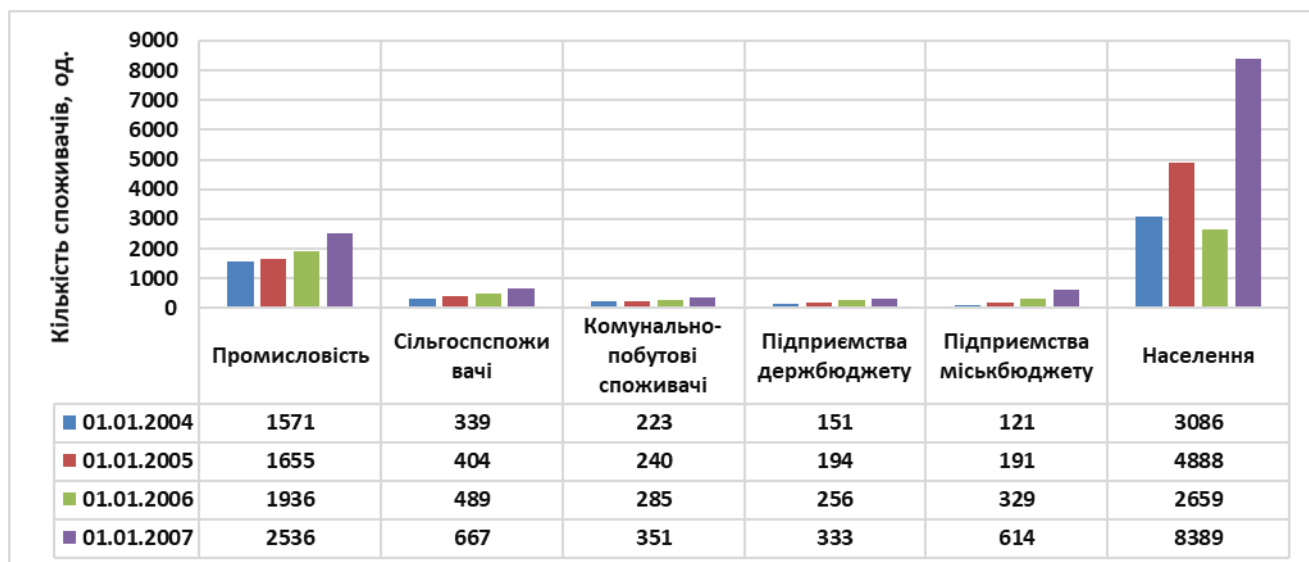


Рисунок 2.2 – Динаміка зміни кількості споживачів електроенергії, що використовують зонні тарифи, протягом 2002–2006 років за групами споживачів

Зокрема, для групи «Населення» ця динаміка була дуже нестійкою: значний ріст чисельності таких споживачів цієї групи в 2004 та 2006 роках чергувався з не менш різким зменшенням їх кількості в 2005 році. Разом із тим кількість промислових споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2003–2006 років систематично збільшувалась. Така ж стійка тенденція до збільшення кількості «дифтарифних» споживачів у цей період спостерігалась також для всіх інших груп споживачів (окрім населення).

Таким чином, загальна кількість споживачів, що використовують зонні тарифи на електроенергію, протягом розглянутого періоду розподілялося між групами споживачів по різному та дуже нерівномірно. Так, наприклад, на початок 2008 року найбільша кількість «дифтарифних» споживачів (47 %) належало до групи «Населення» (рис. 2.3). Другою за чисельністю споживачів, які розраховувались із енергопостачальними організаціями за зонні тарифи, на той час була група «Інші споживачі» (33 %). Третьою за чисельністю «дифтарифних» споживачів на початку 2008 року була група «Промисловість» (14 %). При цьому дуже невелика кількість споживачів, що використовують зонні тарифи, відносились до груп «Сільгоспспоживачі» (4 %) та «Житлово-комунальне господарство» (2 %).

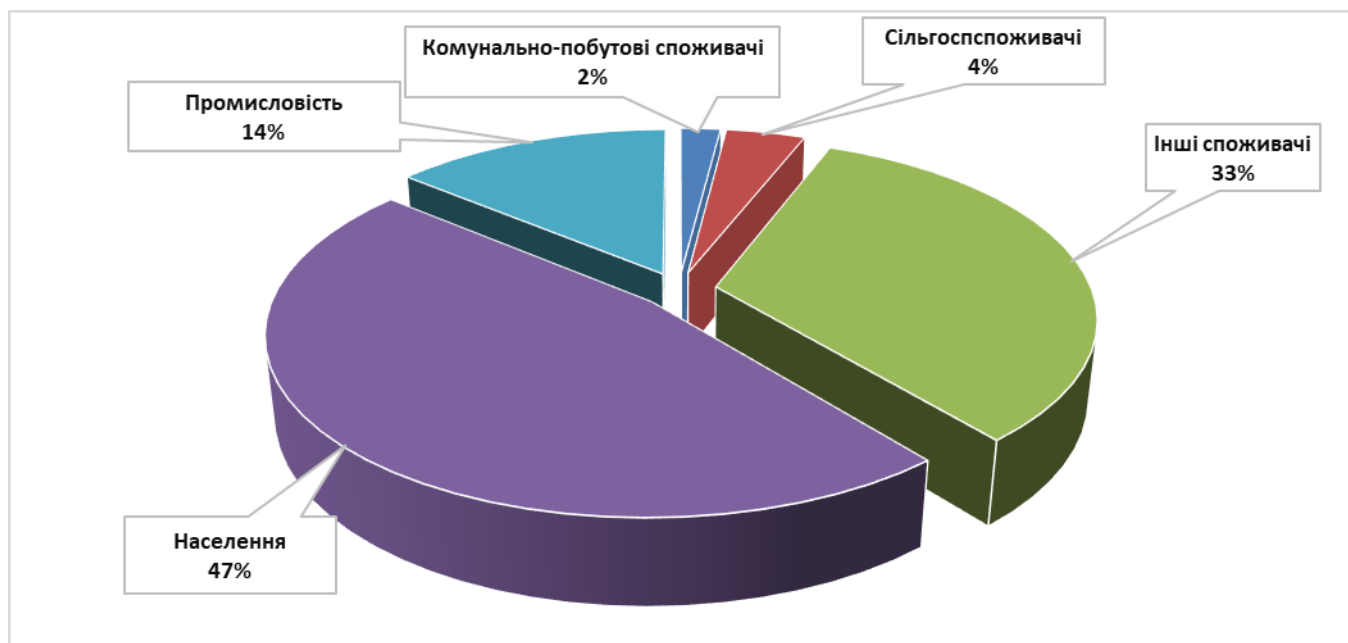


Рисунок 2.3 – Структура кількості споживачів електроенергії, що використовують зонні тарифи, за групами споживачів (на 01.01.2008 року)

Загальна кількість «дифтарифних» споживачів електроенергії в Україні протягом наступних 2009–2011 років продовжувала зростати. Проте динаміка зміни кількості споживачів, що використовують зонні тарифи, для різних груп споживачів у цей період помітно змінилась (рис. 2.4).

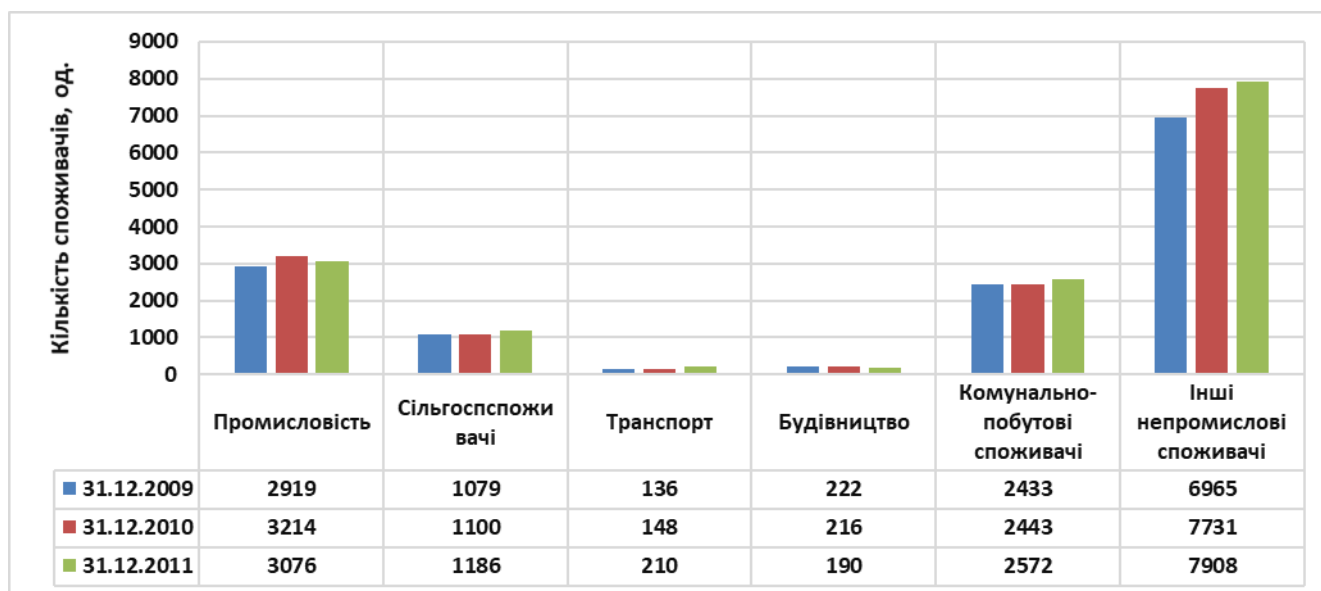


Рисунок 2.4 – Динаміка зміни кількості споживачів електроенергії, що використовують зонні тарифи, протягом 2009–2011 років за групами споживачів (окрім населення)

Поступовий ріст кількості «дифтарифних» споживачів за розглянутий період, хоч і менш помітний, спостерігався у групах «Сільгоспспоживачі»,

«Транспорт», «Комунально-побутові споживачі» та «Інші непромислові споживачі», у той час як у групах «Промисловість» і «Будівництво» кількість таких споживачів у 2011 році дещо зменшилась.

Таким чином, на початок 2012 року склалась нова, дещо відмінна від попередньої (рис. 2.3), структура кількості споживачів, що використовують зонні тарифи, що відносяться до різних груп споживачів (рис. 2.5). Найбільша кількість таких споживачів, як і раніше, належить до групи «Населення». Проте кількість споживачів цієї групи, що використовують зонні тарифи на електроенергію, на той період вже не просто переважала, а майже домінувала (81,42 %).

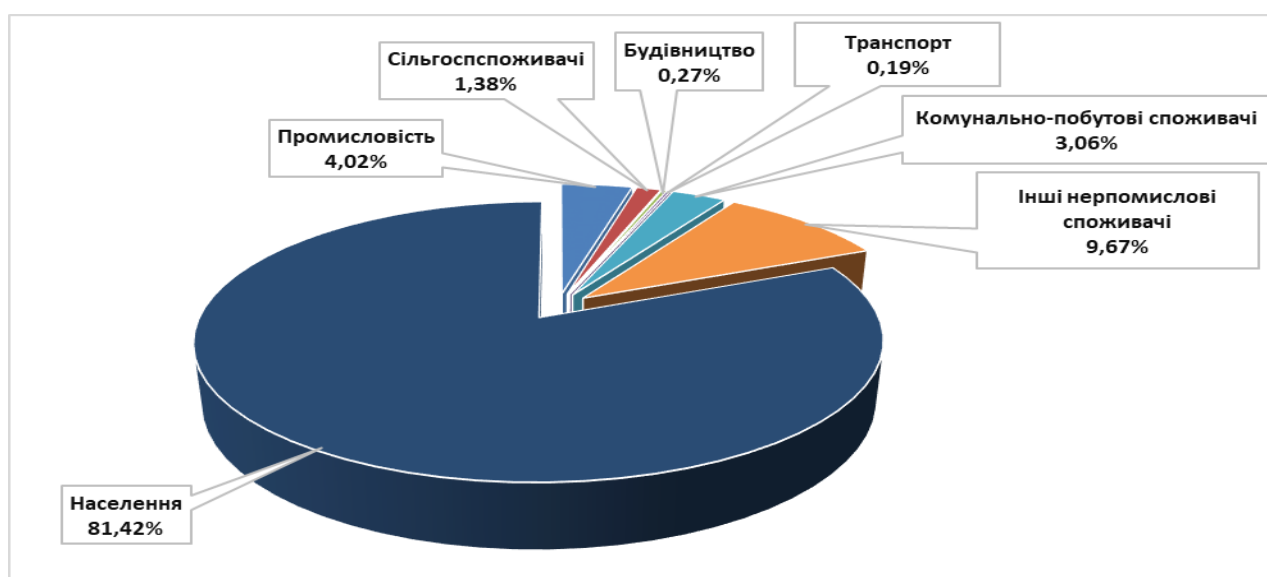


Рисунок 2.5 – Структура кількості споживачів електроенергії, що використовують зонні тарифи, за групами споживачів (на 31.12.2011 року)

Другою за чисельністю «дифтарифних» споживачів, як і в попередній період, була група «Інші непромислові споживачі». Проте її частка на початок 2012 року складала лише 9,67 % від загальної кількості споживачів, що використовують зонні тарифи.

Третьою за кількістю споживачів, що використовують у розрахунках із енергопостачальними компаніями зонні тарифи, залишалась група «Промисловість». Проте її частка в загальній кількості таких споживачів в Україні різко скоротилась (до 4 %).

Проте, починаючи з 2014 року, раніше існуюча тенденція зміни загальної кількості «дифтарифних» споживачів набула протилежний характер: загальна кількість таких споживачів почала помітно зменшуватись (рис. 2.6).

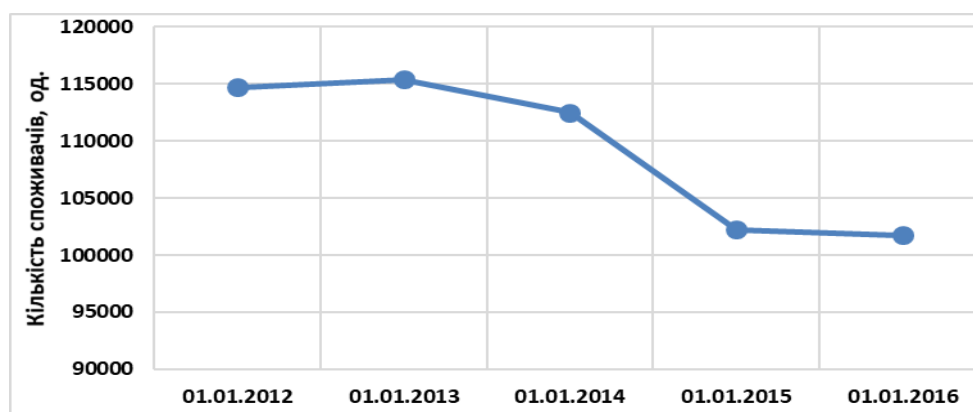


Рисунок 2.6 – Динаміка зміни загальної кількості споживачів електроенергії, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи (2012–2016 роки)

При цьому, як свідчить рис. 2.7, тенденція зменшення кількості «дифтарифних» споживачів в останні роки властива майже всім групам споживачів. Тільки кількість таких споживачів, що відносяться до групи «Комунально-побутові споживачі» продовжувала незначно збільшуватись.



Рисунок 2.7 – Динаміка зміни кількості споживачів електроенергії, що використовують зонні тарифи, протягом 2013–2016 років за групами споживачів

Таким чином, наприкінці 2016 року сформувалась структура кількості споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію, яку представлено на рис. 2.8.

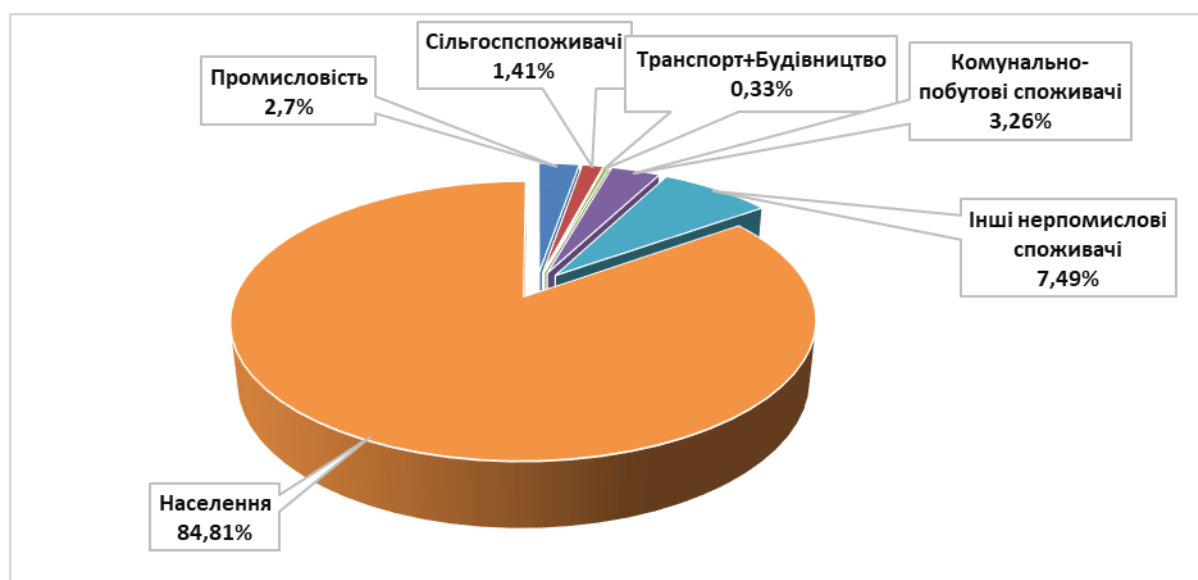


Рисунок 2.8– Структура кількості споживачів електроенергії, що використовують зонні тарифи, за групами споживачів (на 31.12.2016 року)

Приведені вище дані дають змогу зробити наступні попередні висновки:

1. Загальна кількість «дифтарифних» споживачів в Україні, що систематично збільшувалась протягом 2002–2013 років, за період з 2013 до 2016 року значно зменшилась. Проте загальна кількість таких споживачів перевищує 100 тисяч, тобто залишається значною.

2. Переважна частина споживачів електроенергії, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи (приблизно 85 %), належить до групи «Населення». «Дифтарифні» споживачі цієї групи представляють собою велику кількість малих, головним чином побутових споживачів, одинична електрична потужність яких незначна. Проте, приймаючи до уваги кількість таких споживачів, а також помітне збільшення одиничної електричної потужності, що споживається домогосподарствами, слід очікувати, що «дифтарифні» споживачі, які відносяться до групи «Населення», у найближчому майбутньому зможуть значно, а можливо і цілком, впливати на конфігурацію графіків електричного навантаження ОЕС України.

3. Необхідно звернути увагу також на те, що кількість споживачів, які використовують диференційовані за часом тарифи на електроенергію та відносяться до групи «Промисловість», поступово стабілізується та навіть спостерігається тенденція до його зниження. Це свідчить про те, що можливості



впливу «дифтарифних» споживачів цієї групи на режими споживання електроенергії в ОЕС України в умовах діючих диференційованих за добовими зонами тарифів поступово вичерпуються.

### ***2.1.2. Аналіз динаміки зміни попиту на електроенергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи***

Загальний попит на електроенергію споживачів, що використовують зонні тарифи, також як і їх кількість, протягом 2002–2006 років систематично зростає (рис. 2.9).

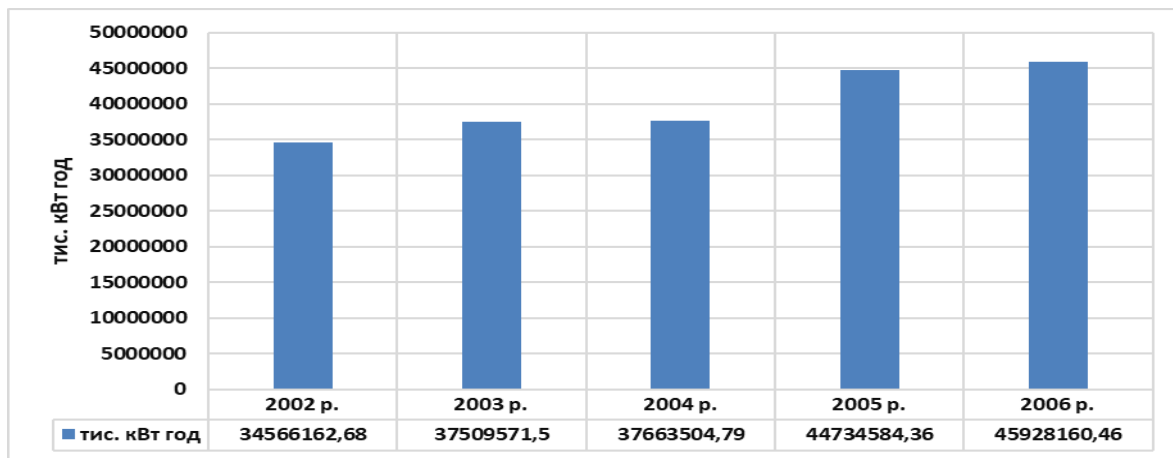


Рисунок 2.9 – Динаміка зміни попиту на електроенергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2002–2006 років

Проте якщо розглянути динаміку зміни попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів протягом більш тривалого відрізка часу (2002–2011 роки), стає очевидно, що систематичний ріст попиту на електроенергію цих споживачів після 2006 року зупиняється та навіть з'являється тенденція поступового його зниження (рис. 2.10).

Загальний обсяг витрати електроенергії споживачами, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, розподілявся між групами споживачів дуже нерівномірно. Так, на початку 2008 року попит на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до групи «Промисловість», в середньому майже у 15 разів перевищував обсяги витрати електроенергії такими споживачами, що відносились до всіх інших груп споживачів разом (рис. 2.11).

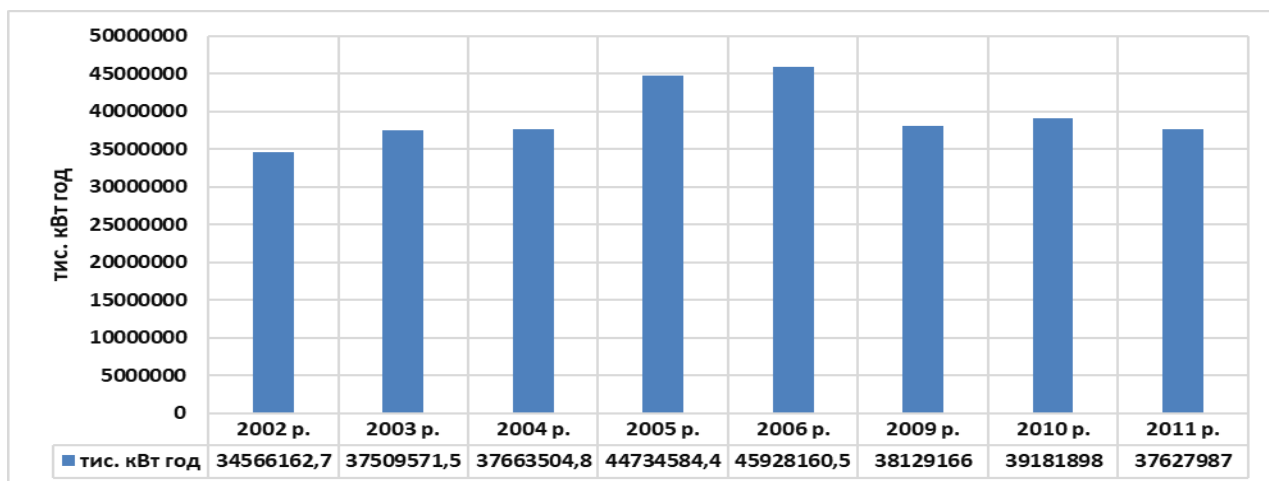


Рисунок 2.10 – Динаміка зміни попиту на електроенергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2002–2011 років



Рисунок 2.11 – Структура попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до різних груп (на 01.01.2008 року)

При цьому серед усіх інших груп споживачів (окрім промислових) більш менш помітним на той час був попит на електроенергію споживачів, що використовують зонні тарифи, які відносились до групи «Комунально-побутові споживачі» (3,11 %).

Значно меншими були обсяги витрати електроенергії «дифтарифними» споживачами, що належали до груп «Електрифікований залізничний транспорт» (0,48 %) та «Сільське господарство» (0,5 %). І зовсім незначним порівняно з іншими групами був попит на електроенергію споживачів, що використовують зонні тарифи, які відносились до групи «Населення» (лише 0,17 %).

Якщо говорити про динаміку зміни попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів, то слід відмітити, що протягом 2002–2006 років попит на електроенергію таких споживачів, які відносились майже до всіх груп (крім залізничного транспорту), систематично зростав (рис. 2.12 та 2.13).

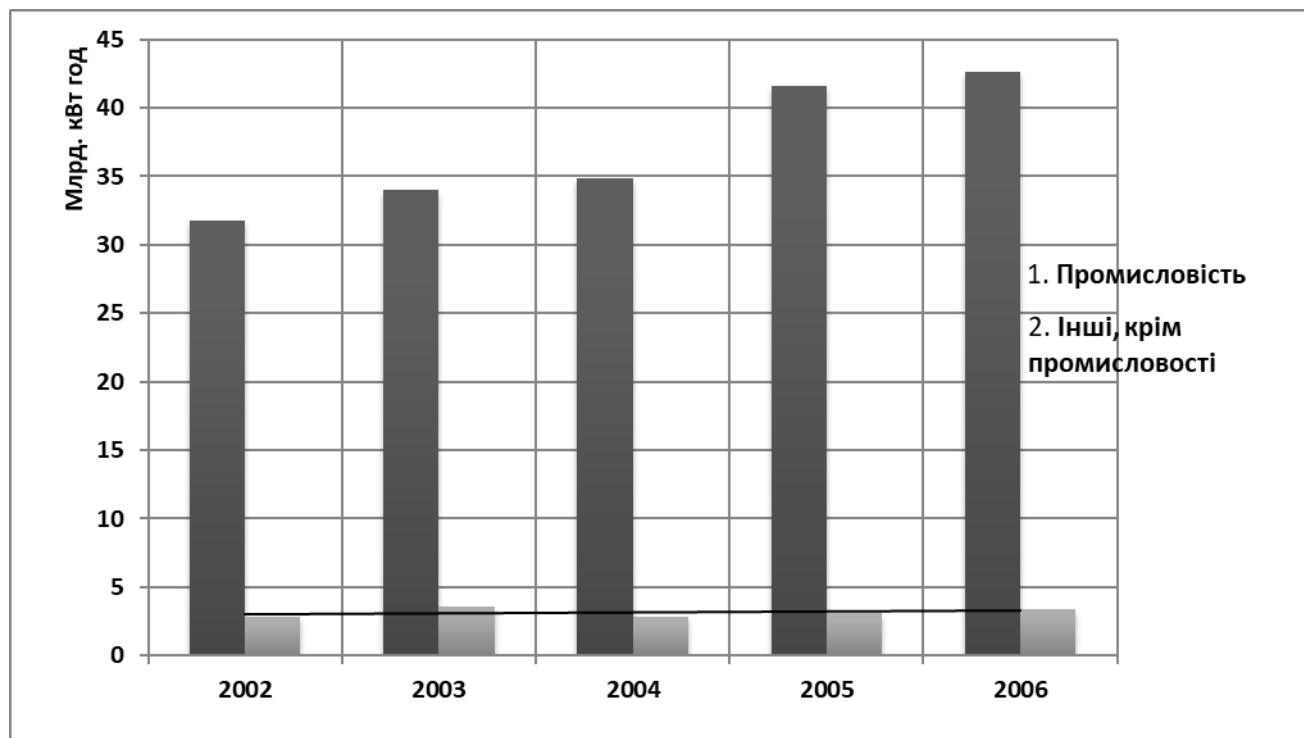


Рисунок 2.12 – Динаміка зміни попиту на електроенергію промислових споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2002–2006 років



Рисунок 2.13 – Динаміка зміни попиту на електроенергію споживачів інших груп (окрім промислових), що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2002–2006 років

Як видно з рис. 2.13, попит на електроенергію споживачів, які використовують зонні тарифи та відносяться до групи «Електрифікований залізничний транспорт», на відміну від всіх інших груп, протягом вказаного періоду систематично помітно зменшувався.

Проте протягом декількох наступних років, зокрема, з 2009 по 2011 рік зміна попиту на електроенергію споживачів, що використовують диференційовані за часом тарифи та відносяться майже до всіх груп, набуло інший характер. Так, у 2011 році спостерігалось зниження обсягів витрати електроенергії «дифтарифними» споживачами, що відносяться як до промислових, так і до всіх інших груп, окрім населення (рис. 2.14 та 2.15). Тільки в групі споживачів «Населення» було збережено колишню тенденція поступового зростання попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до цієї групи.

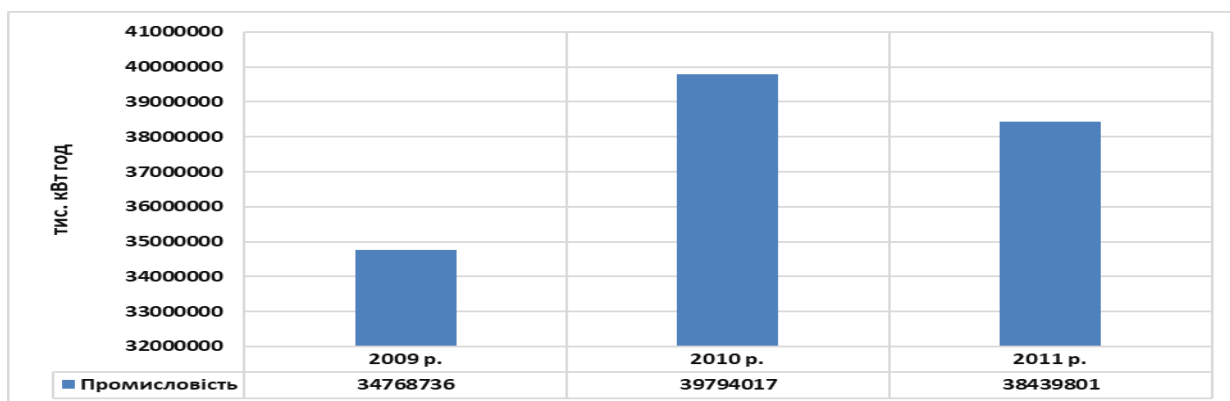


Рисунок 2.14 – Динаміка зміни попиту на електроенергію промислових споживачів, що використовують диференційовані за часом тарифи, протягом 2009–2011 років

Таким чином, на початок 2012 року склалась нова, дещо відмінна від попередньої (рис. 2.11) структура попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до різних груп, яку приведено на рис. 2.16.

Дані, які приведено на рис. 2.16, свідчать, що попит на електроенергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, на той час також розподілявся між групами споживачів нерівномірно.

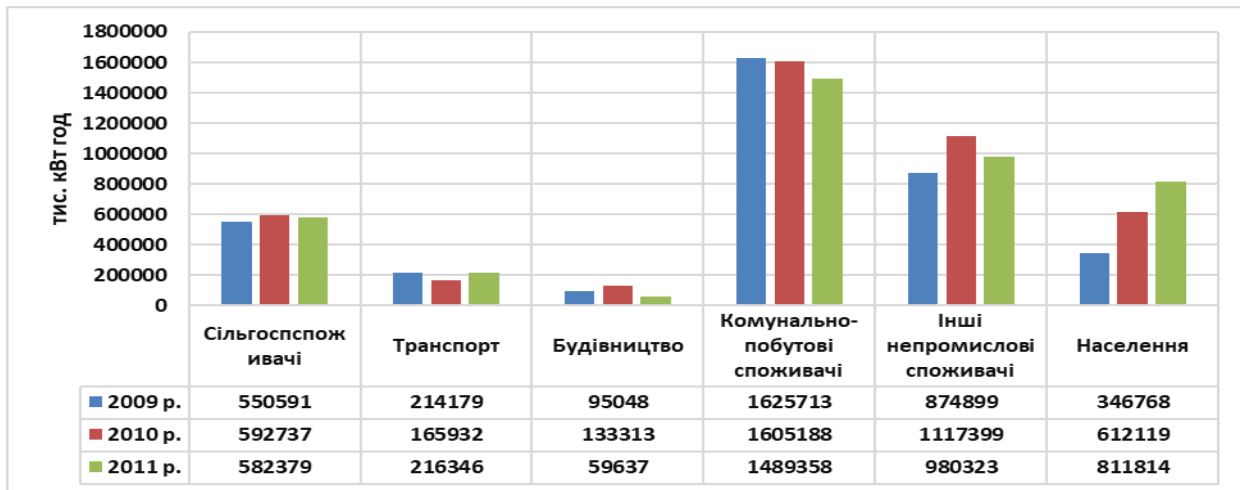


Рисунок 2.15 – Динаміка зміни попиту на електроенергію споживачів інших груп (крім промислових), що використовують диференційовані за часом тарифи, протягом 2009–2011 років



Рисунок 2.16 – Структура попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до різних груп (на 31.12.2011 року)

У загальному обсязі витрати електроенергії споживачами, що використовують зонні тарифи, на початку 2012 року, як і раніше, абсолютно домінували «дифтарифні» споживачі, що відносяться до групи «Промисловість», однак частина їх електроспоживання дещо зменшилась порівняно з 2008 роком (з 92,73 % до 90,28 %). При цьому попит на електроенергію споживачів, що використовують зонні тарифи та відносяться до таких груп як «Будівництво», «Залізничний транспорт», «Комунально-побутові споживачі» та «Інші непромислові споживачі» на початок 2012 року суттєво не змінився.

Проте, з іншого боку, суттєво збільшилась частка витрати електроенергії «дифтарифними» споживачами, що відносяться до групи «Населення» (більш ніж у 10 разів) та до групи «Сільгоспспоживачі» (приблизно втричі).

Динаміка подальшої зміни загального попиту на електричну енергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2009–2016 років приведена на рис. 2.17. При цьому помітно, що в 2014 році загальний попит на електричну енергію «дифтарифних» споживачів суттєво зменшився. Проте вже протягом 2015–2016 років витрата електроенергії всіма споживачами, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, почала поступово збільшуватись.

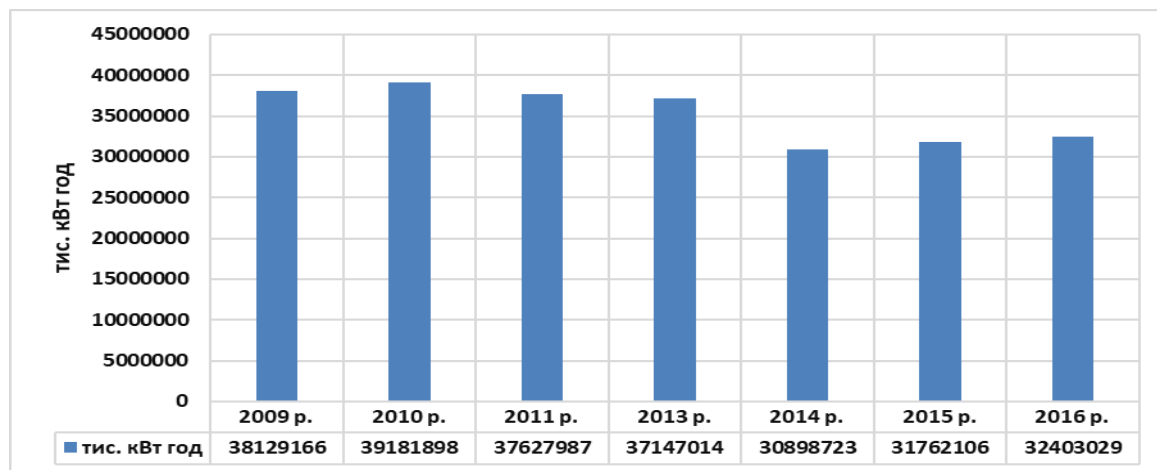


Рисунок 2.17 – Динаміка зміни попиту на електроенергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2009–2016 років

Відносно динаміки зміни попиту на електроенергію «дифтарифних» промислових споживачів, то у період 2013–2016 років вона майже ідентична характеру зміни загального попиту на електроенергію всіх споживачів, що використовують зонні тарифи: різке зниження попиту на електроенергію в 2014 році та наступне поступове його зростання в 2015–2016 роках (рис. 2.18).

Окрім того, протягом останніх п'яти років помітна тенденція зниження попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до таких груп споживачів, як «Електрифікований транспорт», «Житлово-комунальне господарство» та навіть «Населення». Тільки споживачі, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи та відносяться до групи

«Сільгоспспоживачі», у період 2013–2016 років систематично збільшували свій попит на електроенергію (рис. 2.19).

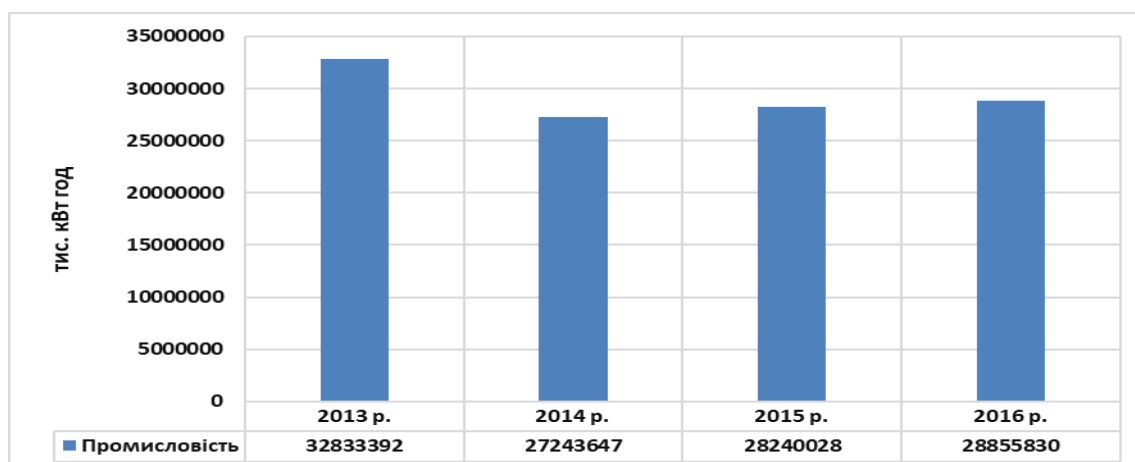


Рисунок 2.18 – Динаміка зміни попиту на електроенергію промислових споживачів, що використовують диференційовані за часом тарифи, протягом 2013–2016 років

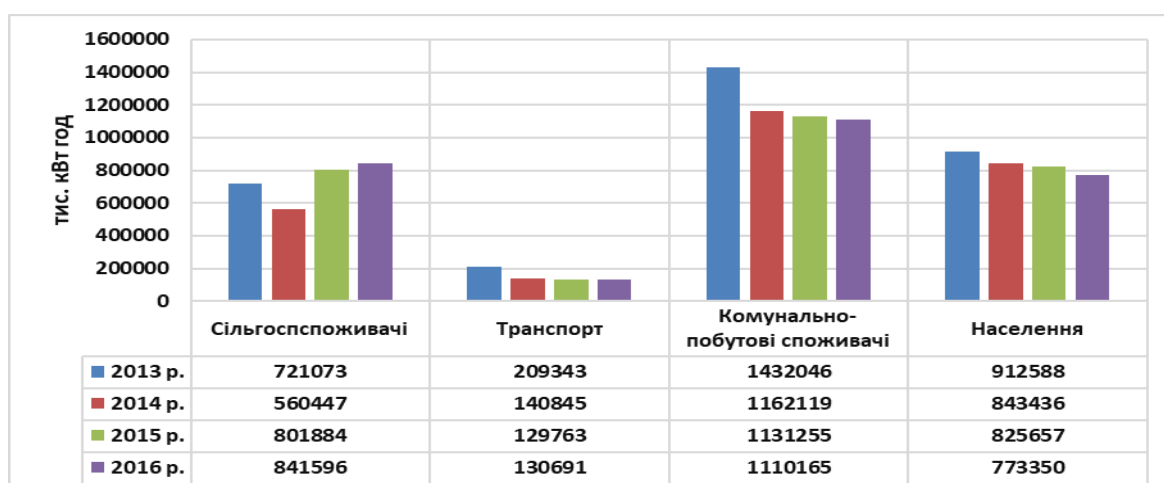


Рисунок 2.19 – Динаміка зміни попиту на електроенергію споживачів інших груп (крім промислових), що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, протягом 2013–2016 років

Таким чином, структура загального попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що сформувалася наприкінці 2016 року (рис. 2.20), у порівнянні з його структурою наприкінці 2011 року змінилась несуттєво. Попит на електроенергію споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи що відносяться до групи «Промисловість», як і раніше переважає. Проте частка цих споживачів у загальній витраті електроенергії майже не змінилась (зменшилась з 90,28 % до 89,05 %).

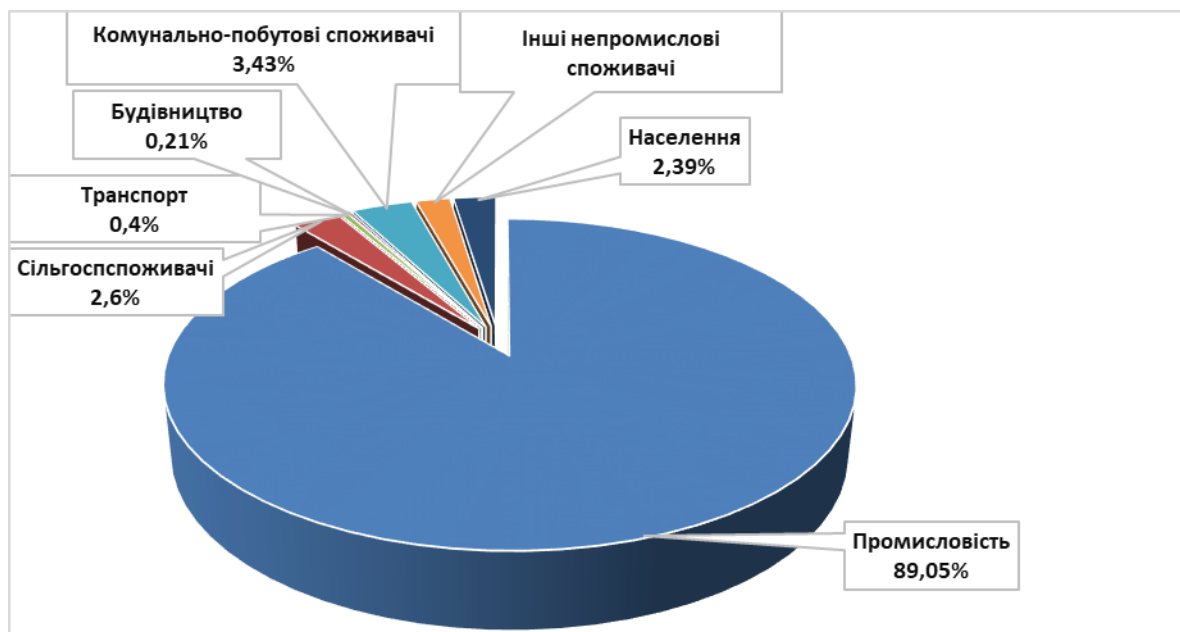


Рисунок 2.20 – Структура попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до різних груп (на 31.12.2016 року)

Також практично незмінною лишилась частка електроспоживання «дифтарифних» споживачів, що відносяться до груп «Будівництво», «Електрифікований транспорт», «Комунально-побутові споживачі». Однак при цьому помітно збільшилась частка загального попиту на електроенергію «дифтарифних» споживачів групи «Сільгоспспоживачі» (з 1,37 % до 2,6 %). Деяке збільшення відносної витрати електричної енергії «дифтарифними» споживачами, що відносяться до групи «Населення» (з 1,91 % до 2,3 %), не дивлячись на зниження їх абсолютного електроспоживання.

Наведені вище дані дають можливість зробити такі попередні висновки:

1. Загальний попит на електроенергію споживачів, які використовують диференційовані за зонами доби тарифи, що систематично зростав протягом 2002–2006 років, після 2009 року почав поступово зменшуватись. Особливо різке його зниження відбулося в 2014 році.

2. Домінуючу частину (більше 90 %) загальної витрати електроенергії «дифтарифними» споживачами протягом десяти попередніх років і до сьогодні складає попит на електроенергію промислових споживачів, що використовують зонні тарифи. Дана ситуація дає можливість припустити, що ця група споживачів



протягом всього періоду, що аналізується, найбільш суттєво впливала на режими споживання електроенергії в ОЕС України.

3. Попит на електроенергію «дифтарифних» споживачів, що відносяться до групи «Промисловість», починаючи з 2009 року, поступово зменшується. Зниження обсягів витрати електроенергії промисловими споживачами, що використовують зонні тарифи, у певній мірі можна пов'язати з загальнодержавними тенденціями розвитку економіки. Проте, приймаючи до уваги відзначену раніше (пункт 2.1.1) тенденцію до скорочення кількості промислових споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, можна стверджувати, що зниження попиту на електроенергію цих споживачів у значній мірі пов'язано також із відмовою їх частини від подальшого використання зонних тарифів. Ця обставина, у свою чергу, дає змогу припустити, що в економічних умовах, створених діючими в Україні диференційованими за добовими зонами тарифами на електроенергію, можливості впливу «дифтарифних» промислових споживачів на режими споживання електричної потужності в ОЕС поступово вичерпуються.

4. З іншого боку, необхідно звернути увагу на значну кількість споживачів, що використовують зонні тарифи та відносяться до груп «Населення» та «Сільгосппоживачі», а також на поступове зростання їх попиту на електроенергію. У зв'язку з цим слід припустити, що вже в недалекому майбутньому ці групи споживачів можуть стати найбільш важливими з точки зору управління режимами споживання електроенергії в ОЕС.

### ***2.1.3. Узагальнена оцінка результатів використання диференційованих за добовими зонами тарифів як засобу управління режимами споживання електричної енергії в об'єднаній енергосистемі України***

Під режимами споживання електроенергії на будь-якому об'єкті розуміють характер зміни у часі його електричного навантаження, який може бути представлено у вигляді відповідних графіків. Отже, аналізуючи результат впливу диференційованих за часом тарифів на зміну режимів споживання електроенергії

в ОЕС, необхідно досліджувати вплив цих тарифів на зміну конфігурації характерних (середньостатистичних) або режимних графіків її електричного навантаження. До того ж мова йде про добові графіки навантаження, оскільки диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію мають сприяти зміні конфігурації самих цих графіків.

Як було сказано, диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію діють в Україні з 1995 року. Кількість споживачів, які на той час (протягом 1995–2002 років) перейшли на використання таких тарифів, не перевищує однієї тисячі. Відповідно й загальний обсяг витрати електроенергії «дифтарифними» споживачами не міг бути значним. Проте, порівняння конфігурації характерних добових графіків навантаження ОЕС України протягом 1990–2003 років (рис. 2.21) свідчать, що у той період після впровадження диференційованих за добовими зонами тарифів відбулось помітне вирівнювання цих графіків.

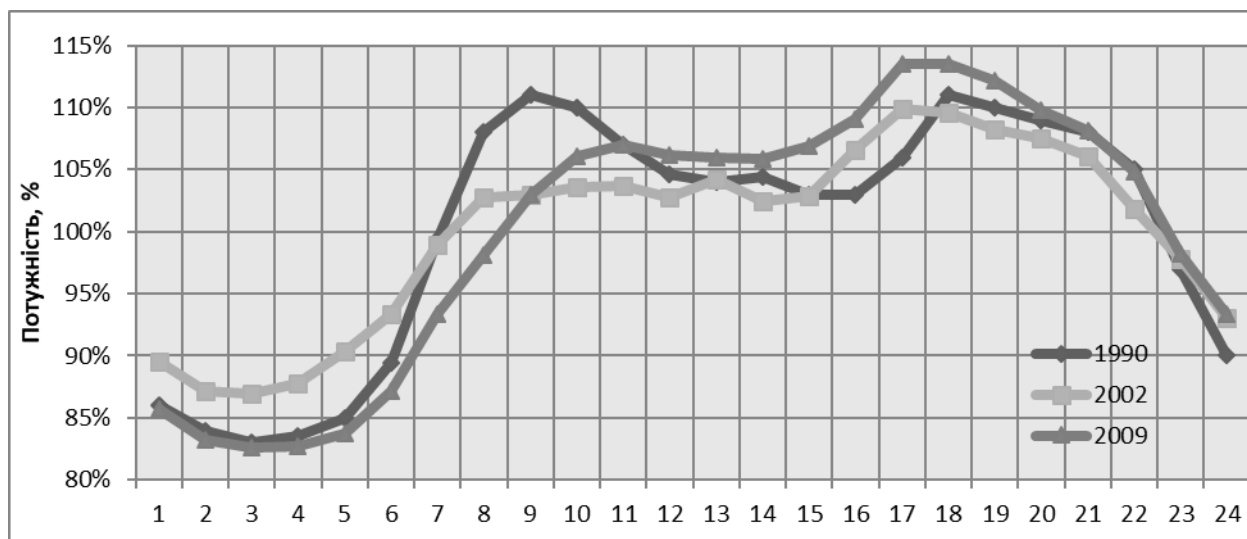


Рисунок 2.21 – Добові графіки електричного навантаження ОЕС України для середнього робочого дня грудня 1990, 2002 та 2009 років (годинні значення потужності приведені до відповідних середньодобових навантажень)

Очевидно, що цей результат повністю не може бути віднесено на рахунок дії зонних тарифів. У значній мірі вирівнювання добових графіків електричного навантаження енергосистеми відбувалося також у наслідок систематичних примусових відключень споживачів й обмеження їх попиту на потужність, які у зазначений період вимушено здійснювались диспетчерською службою ОЕС. Такі примусові відключення частіше за все здійснювались у години пікового

навантаження енергосистеми. При цьому штучно обмежений попит споживачів на електричну потужність у піковий період частково зміщувався на нічні години доби.

Однак, приймаючи до уваги, що, починаючи з 2002 року, примусові відключення споживачів вже не здійснювались, можна зробити висновок, що у той період відбувалося не просто скорочення споживання електроенергії в години пікового навантаження, а й поступове зміщення електроспоживання з годин ранкового максимуму на нічний період. Тобто, поступове вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми. У результаті, починаючи з 2003 року, конфігурація добових графіків навантаження ОЕС суттєво змінилась – на них майже відсутній ранковий максимум навантаження. Ця особливість добових графіків навантаження енергосистеми України було збережено та у наступні роки, аж до сьогодні, про що свідчать приведені раніше в підрозділі 1.3 рис. 1.3–1.4 [157].

Таким чином, можна стверджувати, що після 2003 року подальшого помітного поліпшення конфігурації добових графіків електричного навантаження української енергосистеми не відбувалось. Більш того, як свідчать кількісні показники, приведені в підрозділі 1.3 (таблиці 1.5 та 1.6, рис. 1.5 та 1.6), нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми, зокрема, графіків сумарного відпуску електроенергії споживачам, протягом всіх наступних років не тільки не знижувалась, але й періодично збільшувалась [157].

Незважаючи на суттєве збільшення кількості «дифтарифних» споживачів (пункт 2.1.1), а також на помітне зростання обсягів їх електроспоживання (пункт 2.1.2), необхідно відмітити, що на сьогодні зонні тарифи використовує порівняно невелика частка споживачів, та їх частка у загальному споживанні електроенергії також не є домінуючою (не перевищує 30 %).

Враховуючи дану обставину, аналізувати вплив диференційованих за добовими зонами тарифів на режими споживання електроенергії в масштабах ОЕС у цілому недоцільно, а слід обмежитись оцінкою впливу цих тарифів на

зміну попиту на електричну потужність безпосередньо тих споживачів, які використовують зонні тарифи.

Очевидно, що основним призначенням диференційованих за добовими зонами тарифів є економічне стимулювання споживачів до таких змін їх попиту на потужність, які сприяли б вирівнюванню добових графіків електричного навантаження енергосистеми. Тому результати застосування в Україні зонних тарифів можна оцінити, виходячи з динаміки зміни обсягів витрати електроенергії всіма «дифтарифними» споживачами у розрізі відповідних добових зон (рис. 2.22 та 2.23).

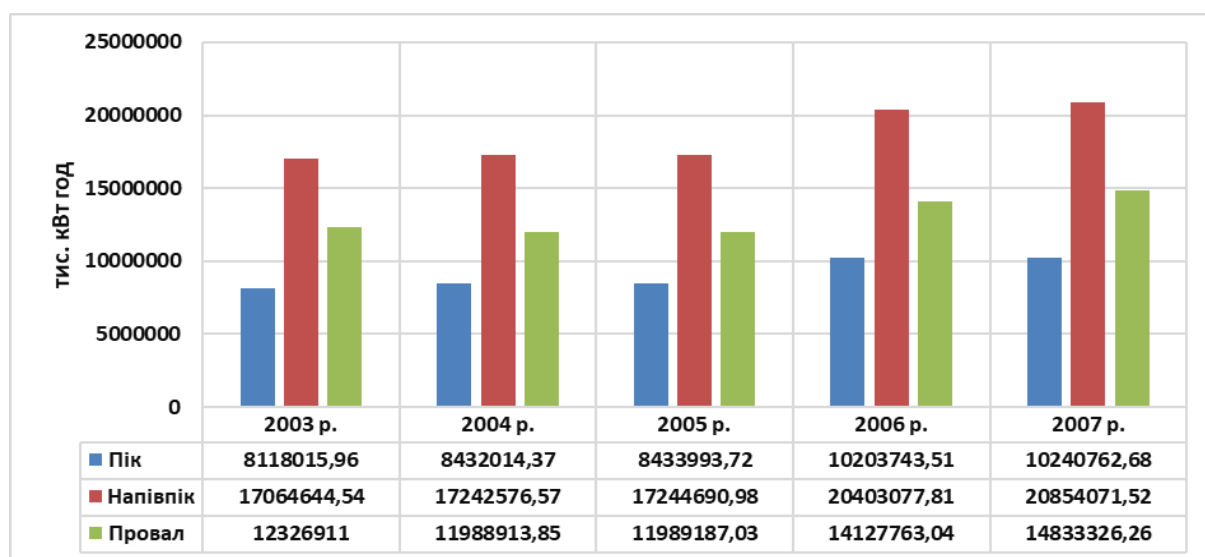


Рисунок 2.22 – Динаміка зміни річної витрати електроенергії за добовими зонами всіма «дифтарифними» споживачами протягом 2003–2007 років



Рисунок 2.23 – Динаміка зміни річної витрати електроенергії за добовими зонами всіма «дифтарифними» споживачами протягом 2013–2016 років

Як свідчить рис. 2.22, попит на електроенергію за зонами доби всіх споживачів, що використовують зонні тарифи, протягом 2003–2007 років поступово зростає. Однак при цьому також помітно, що середнє електричне навантаження цих споживачів за зонами доби протягом вказаного періоду змінювалось майже синхронно. Тобто, можна стверджувати, що вже у той період суттєвої зміни конфігурації добових графіків електричного навантаження «дифтарифних» споживачів не відбувалось.

Рис. 2.23 також підтверджує, що протягом 2013–2016 років, не дивлячись на щорічну зміну загального попиту на електроенергію всіх споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, відношення між обсягами електроенергії, що використовується цими споживачами у відповідних добових зонах, залишалось майже незмінним.

Таким чином, на підставі аналізу приведених вище результатів використання в Україні диференційованих за добовими зонами тарифів на електроенергію можна зробити наступні попередні висновки:

1. Використання зонних тарифів у початковий період (протягом 1995–2002 років) у значній мірі сприяло зниженню нерівномірності графіків навантаження ОЕС, що, у свою чергу, приводило до полегшення режимів генерації електроенергії, підвищенню її якості та надійності електропостачання споживачів, а також до зниження витрат енергосистеми.

2. Не дивлячись на систематичне збільшення кількості споживачів, що використовують диференційовані за зонами доби тарифи, а також обсягів їх електроспоживання, протягом наступних 15 років подальшого помітного вирівнювання добових графіків електричного навантаження як ОЕС у цілому, так і всіх «дифтарифних» споживачів не спостерігалось.

3. Такий результат використання в Україні зонних тарифів є досить закономірним, оскільки протягом майже всього періоду їх використання ці тарифи залишались майже незмінними (змінювалась, в основному, тільки середня ціна електроенергії), у той час як у країні відбулися значні зміни в структурі споживання електроенергії, а також в режимах її виробництва.

4. Таким чином, можна стверджувати, що існуючі диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію вже не відповідають сучасним умовам її виробництва та споживання, а також давно вичерпали свої можливості з точки зору ефективного стимулювання споживачів до зміни характеру їх попиту на електричну потужність. До того ж, подальше використання діючих зонних тарифів не сприяє залученню нових, достатньо потужних споживачів до участі у вирівнюванні добових графіків електричного навантаження енергосистеми.

5. На сьогоднішній день зонні тарифи в Україні є єдиним ринковим засобом управління попитом споживачів на електричну потужність. Тому одним із можливих напрямів створення реальних «інструментів» дієвого економічного стимулювання споживачів до участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми є вдосконалення та подальший розвиток існуючих диференційованих за добовими зонами тарифів на електроенергію.

6. Необхідною умовою цілеспрямованого розвитку зонних тарифів, які використовуються, є здійснення моніторингу та періодичного розширеного аналізу результатів застосування цих тарифів як засобу управління попитом споживачів на електричну потужність.

7. Одним із важливих напрямів розширеного дослідження діючих диференційованих за добовими зонами тарифів на електроенергію має бути періодичний аналіз відповідності встановлених тарифних добових зон актуальним цілям і задачам подальшого вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми, конфігурація яких поступово змінюється, а також вдосконалення методів визначення потрібної тривалості та меж тарифних зон доби.

8. Не менш важливим напрямом вдосконалення існуючих зонних тарифів на електроенергію має стати створення системи моніторингу результативності використання цих тарифів, тобто, достатності створеного ними рівня економічного заохочення для реального залучення споживачів електроенергії до участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми. Іншими словами, вдосконалення та подальшого розвитку потребують також методи та

методики встановлення необхідного рівня цін на електроенергію для відповідних зон доби.

9. Крім того, щоб вдосконалення діючих диференційованих за добовими зонами тарифів на електроенергію мало цілеспрямований характер і сприяло підвищенню результативності їх використання, потрібно періодично визначати, на яких споживачів у першу чергу має бути спрямований вплив таких тарифів і яким саме має бути цей вплив. Для відповіді на це питання необхідно аналізувати, який вплив здійснюють режими споживання електричної енергії різних груп споживачів на конфігурацію добових графіків навантаження енергосистеми.

## **2.2. Методологія та результати розширеного дослідження діючих в Україні диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію**

### ***2.2.1. Оцінка характеру та ступеню впливу попиту на електричну потужність споживачів на нерівномірність графіків навантаження енергосистеми***

Характер і ступінь впливу зміни попиту на електричну потужність різних груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми можна оцінювати, аналізуючи спільно фактичні добові графіки навантаження енергосистеми та відповідних груп споживачів, які зафіксовано у режимні дні.

З цією метою зафіксовані у кожен (наприклад,  $j$ -ту) годину доби значення електричного навантаження енергосистеми ( $P_{c,j}$ ) і кожної (наприклад,  $i$ -ї) групи споживачів ( $P_{n,ij}$ ) необхідно розглядати як елементи статистичних вибірок значень відповідних випадкових величин. Кожна з цих вибірок містить 24 елемента. Для кожної з вказаних вибірок за відомими виразами може бути визначено їх основні статистичні характеристики: середнє значення електричного навантаження ( $P_{cp}$ ) і дисперсія ( $D$ ) погодинних значень навантаження відносно її середньої величини.

Оцінити характер і ступінь взаємного впливу деяких двох випадкових величин або рядів динаміки можна різними способами. Зокрема, як відомо, для цієї мети може бути використано методи кореляційного аналізу [158, 159]. При

цьому слід пам'ятати, що кореляційна залежність відображає статистичний (імовірнісний) зв'язок між випадковими величинами, при наявності якого їх взаємний вплив проявляється лише як деяка тенденція (наприклад, при зміні деякої випадкової величини  $X$  інша випадкова величина  $Y$  має тенденцію також змінюватись визначеним чином).

Тісноту статистичного зв'язку між двома випадковими величинами характеризує коефіцієнт парної кореляції ( $R_{x,y}$ ), який у загальному випадку може приймати значення в інтервалі  $-1 < R_{x,y} < 1$ . Як відомо, близькі до нуля значення коефіцієнта парної кореляції свідчать про повну відсутність статистичного взаємозв'язку між випадковими величинами. Достатньо ж близькі до плюс чи мінус одиниці значення коефіцієнта кореляції є ознакою наявності такого взаємозв'язку. Діапазони абсолютних значень коефіцієнта кореляції, які дають можливість стверджувати про тісноту статистичного взаємозв'язку між випадковими величинами, наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Діапазони абсолютних значень коефіцієнта кореляції, які відповідають суттєво різній тісноті статистичного взаємозв'язку між випадковими величинами

$R_{x,y} = 0 \dots 0,2$	Дуже слабкий зв'язок
$R_{x,y} = 0,2 \dots 0,4$	Слабкий зв'язок
$R_{x,y} = 0,4 \dots 0,7$	Середній зв'язок
$R_{x,y} = 0,7 \dots 0,9$	Сильний зв'язок
$R_{x,y} = 0,9 \dots 1,0$	Дуже сильний зв'язок
$R_{x,y} = 1,0$	Функціональний зв'язок

При цьому якщо  $R_{x,y} > 0$ , кажуть про позитивну кореляцію. Це значить, що при зростанні значень однієї з випадкових величин інша випадкова величина також має тенденцію у середньому зростати. І відповідно, якщо  $R_{x,y} < 0$ , – кореляція негативна, тобто при зростанні значень однієї з величин інша має тенденцію у середньому зменшуватись.

Таким чином, знак і величина коефіцієнта кореляції дають змогу судити про те, наскільки тісним є статистичний зв'язок між двома випадковими величинами, а також про те, який характер має цей зв'язок, тобто, наскільки синхронно



змінюються у часі числові значення випадкових величин, що розглядаються (наскільки подібними за конфігурацією є графіки їх зміни).

Отже, однією з ознак впливу зміни попиту на електричну потужність деякої  $i$ -ї групи споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми може бути подібність конфігурації відповідних добових графіків. Як було сказано, кількісною оцінкою подібності конфігурації графіків навантаження, що розглядаються, може бути знак і величина відповідного коефіцієнта парної кореляції ( $R_{c,n.i}$ ):

$$R_{ec, cn.i} = \frac{\sum_{j=1}^N (P_{ec,j} - P_{cep,ec}) (P_{cn,ij} - P_{cep,cn.i})}{(N-1) \sigma_{ec} \sigma_{cn.i}}, \quad (2.1)$$

де  $P_{ec,j}$  та  $P_{cep,ec}$  – відповідно поточне годинне (для  $j$ -ї години доби) і середнє значення електричного навантаження енергосистеми;

$P_{cn,ij}$  та  $P_{cep,cn.i}$  – відповідно поточна година та середня величина навантаження  $i$ -ї групи споживачів;

$\sigma_{ec}$  та  $\sigma_{cn.i}$  – відповідно середньоквадратичне відхилення годинних значень електричного навантаження енергосистеми та  $i$ -ї групи споживачів від середньої величини цього навантаження;

$N$  – кількість елементів (значень електричної потужності) в кожній із вибірок ( $N = 24$ ).

Характер впливу зміни попиту на електричну потужність тієї чи іншої групи споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми визначається на підставі знаку розрахованих коефіцієнтів кореляції. Так, якщо знак коефіцієнта кореляції позитивний, то це свідчить про те, що збільшення попиту на потужність відповідної групи споживачів у середньому призводить до зростання електричного навантаження енергосистеми. Якщо ж коефіцієнт кореляції має від'ємний знак, то це свідчить про те, що збільшення попиту на потужність цієї групи споживачів у середньому призводить до зниження навантаження енергосистеми.

Іншими словами, додатний коефіцієнт кореляції свідчить про те, що годинні електричні навантаження деякої групи споживачів й енергосистеми змінюються у часі більш-менш синхронно, а від'ємний коефіцієнт кореляції – про те, що відповідні графіки у більшій чи меншій мірі є «дзеркальними». При цьому про ступінь синхронності зміни годинних навантажень, що розглядаються, дає змогу судити чисельне значення коефіцієнта кореляції: чим ближче його значення до плюс чи мінус одиниці (тобто, чим більш тісний статистичний зв'язок спостерігається між відповідними графіками навантаження), тим відповідно більш синхронними чи більш «дзеркальними» є ці графіки.

В якості прикладу з використанням залежності (2.1) було визначено чисельні значення коефіцієнти парної кореляції між графіками навантаження енергосистеми та графіками зміни попиту на потужність основних груп споживачів для зимових і літніх режимних днів 2012–2016 років [160]. Результати розрахунку цих коефіцієнтів кореляції наведено у таблицях 2.2 та 2.3.

Визначені таким чином чисельні значення коефіцієнтів кореляції між графіком електричного навантаження енергосистеми та графіками попиту на потужність груп споживачів, що розглядаються, дають змогу зробити висновок відносно того, наскільки тісний статистичний зв'язок існує між зміною попиту на потужність цих споживачів і зміною навантаження енергосистеми [160].

Так, якщо судити за величиною та знаком вказаних у таблицях 2.2 та 2.3 значень коефіцієнтів кореляції, то можна сказати, що найбільш сильний статистичний зв'язок спостерігається між добовими графіками навантаження енергосистеми та графіками попиту на потужність комунальних споживачів і населення. Причому кореляція між цими графіками позитивна. Тобто годинні значення навантаження енергосистеми у зазначені режимні дні змінювались практично синхронно зі зміною годинного попиту на потужність цих груп споживачів. Однак при цьому викликає сумнів, що зміна попиту на потужність кожної з цих груп споживачів однаково сильно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми, оскільки їх частка у загальному навантаженні ОЕС суттєво різна [160].

Таблиця 2.2 – Результати оцінки впливу зміни попиту на електричну потужність основних груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження ОЕС України для літніх режимних днів

Дата	Назва групи споживачів	$P_{\text{сер.}}, \text{МВт}$	$R$	$K_{\text{ваг.}}$	$K_{\text{вн.}}$	$K_{\text{впл.}}$	$K_{\text{інд.впл.}}$
20.06.2012	Промисловість	8344	0,269	0,495	0,133	0,061	0,071
	Сільське господарство	421	0,011	0,025	0,0003	0,0003	-0,0004
	Транспорт	964	0,646	0,057	0,034	0,029	0,056
	Будівництво	79	0,853	0,005	0,004	0,12	0,025
	Комунальні споживачі	756	0,867	0,045	0,039	0,038	0,075
	Населення	6286	0,957	0,37	0,357	0,859	0,91
19.06.2013	Промисловість	7875,95	0,256	0,492	0,126	0,044	0,059
	Сільське господарство	342,3	-0,103	0,021	-0,002	-0,002	-0,005
	Транспорт	896,21	0,648	0,056	0,036	0,03	0,058
	Будівництво	97,45	0,835	0,0061	0,0051	0,014	0,027
	Комунальні споживачі	719	0,887	0,045	0,04	0,039	0,075
	Населення	6054,02	0,972	0,379	0,368	0,875	0,94
18.06.2014	Промисловість	7064	0,158	0,499	0,499	0,036	0,021
	Сільське господарство	313	-0,292	0,022	0,022	-0,009	-0,021
	Транспорт	730	0,589	0,052	0,052	0,027	0,053
	Будівництво	62	0,838	0,004	0,004	0,012	0,025
	Комунальні споживачі	562	0,939	0,04	0,039	0,047	0,096
	Населення	5401	0,955	0,382	0,382	0,887	0,911
17.06.2015	Промисловість	5744	0,411	0,452	0,189	0,084	0,127
	Сільське господарство	355	0,196	0,029	0,006	0,004	0,008
	Транспорт	672	0,617	0,054	0,033	0,029	0,055
	Будівництво	59	0,885	0,005	0,004	0,013	0,026
	Комунальні споживачі	538	0,943	0,043	0,041	0,046	0,089
	Населення	5079	0,962	0,408	0,393	0,824	0,914
18.06.2016	Промисловість	5713,13	0,429	0,473	0,203	0,072	0,116
	Сільське господарство	320,31	-0,019	0,027	-0,001	-0,0004	-0,0012
	Транспорт	620,34	0,637	0,051	0,033	0,0286	0,055
	Будівництво	65,3	0,825	0,005	0,005	0,0121	0,024
	Комунальні споживачі	513,15	0,932	0,0425	0,039	0,052	0,1
	Населення	4856,43	0,971	0,402	0,39	0,836	0,9315

Таблиця 2.3 – Результати оцінки впливу зміни попиту на електричну потужність основних груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження ОЕС України для зимових режимних днів

Дата	Назва групи споживачів	$P_{\text{сер.}}, \text{МВт}$	$R$	$K_{\text{ваг.}}$	$K_{\text{вн.}}$	$K_{\text{впл.}}$	$K_{\text{інд.впл.}}$
19.12.2012	Промисловість	8238	0,385	0,417	0,161	0,077	0,114
	Сільське господарство	398	0,142	0,018	0,0026	0,003	0,005
	Транспорт	1032	0,714	0,058	0,041	0,035	0,067
	Будівництво	110	0,805	0,006	0,004	0,011	0,021
	Комунальні споживачі	994	0,946	0,052	0,049	0,04	0,079
	Населення	8497	0,963	0,449	0,433	0,835	0,919
18.12.2013	Промисловість	8238,32	0,335	0,423	0,143	0,067	0,094
	Сільське господарство	398,05	0,4	0,021	0,008	0,0083	0,016
	Транспорт	1032,01	0,78	0,054	0,042	0,034	0,067
	Будівництво	110,02	0,834	0,0057	0,0048	0,011	0,023
	Комунальні споживачі	994,39	0,95	0,052	0,049	0,04	0,079
	Населення	8497,12	0,96	0,441	0,425	0,84	0,92
17.12.2014	Промисловість	6768	-0,322	0,414	-0,133	-0,104	-0,311
	Сільське господарство	328	0,376	0,02	0,008	0,011	0,021
	Транспорт	851	0,737	0,052	0,038	0,047	0,089
	Будівництво	85	0,812	0,0052	0,004	0,013	0,026
	Комунальні споживачі	861	0,933	0,053	0,049	0,053	0,102
	Населення	7468	0,939	0,457	0,429	0,98	0,87
19.12.2015	Промисловість	6625,43	0,455	0,427	0,194	0,092	0,133
	Сільське господарство	37,18	0,315	0,002	0,0008	0,0069	-0,0004
	Транспорт	672,07	0,704	0,043	0,031	0,031	0,049
	Будівництво	83,04	0,84	0,005	0,0045	0,011	0,01
	Комунальні споживачі	773,47	0,928	0,049	0,046	0,041	0,069
	Населення	6849,28	0,964	0,442	0,426	0,082	0,915
17.12.2016	Промисловість	6564,93	0,567	0,406	0,23	0,013	0,203
	Сільське господарство	366,05	0,275	0,023	0,006	0,0054	0,01
	Транспорт	872,4	0,779	0,054	0,0421	0,033	0,064
	Будівництво	93,37	0,909	0,006	0,0053	0,011	0,022
	Комунальні споживачі	777,85	0,959	0,048	0,046	0,04	0,078
	Населення	7480,86	0,962	0,463	0,446	0,784	0,904

Отже, можна зробити висновок, що коефіцієнти парної кореляції між графіками навантаження енергосистеми й окремих груп споживачів самі по собі не можуть служити достатньо об'єктивною кількісною оцінкою ступеню впливу зміни попиту на потужність цих споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми [160]. При цьому необхідно пам'ятати також, що чисельні значення коефіцієнта кореляції між будь-якими двома випадковими величинами дають уявлення лише про ступінь «синхронності» зміни у часі цих величин, але ніяк не дають можливості судити про наявність причинно-наслідкового зв'язку між ними, тобто про вплив однієї з цих величин на іншу.

Враховуючи сказане вище, можна припустити, що для того, щоб отримати більш об'єктивну оцінку характеру та ступеню впливу зміни попиту на потужність деякої групи споживачів на нерівномірність електричного навантаження енергосистеми, недостатньо визначити лише тісноту статистичного взаємозв'язку між відповідними добовими графіками навантаження. Для цього необхідно також враховувати, наскільки вагомим є попит на потужність даної групи споживачів у загальному навантаженні ОЕС.

Очевидно, що в якості кількісної оцінки частки електричної потужності, що використовується будь-якою групою споживачів, у загальному навантаженні енергосистеми може слугувати величина співвідношення між середньою потужністю даної (наприклад,  $i$ -ї) групи ( $P_{сер.чн.i}$ ) та потужністю середнього навантаження енергосистеми ( $P_{сер.ес}$ ), зафіксованими протягом відповідної режимної доби. Це співвідношення для стислості можна назвати коефіцієнтом вагомості групи споживачів.

Таким чином, враховуючи одночасно тісноту статистичного взаємозв'язку між годинними значеннями електричного навантаження енергосистеми та ( $i$ -ї) групи споживачів, що розглядається, а також коефіцієнт вагомості даної групи, можна визначити деякий показник, який може бути названо коефіцієнтом внеску групи споживачів ( $K_{вн.п.i}$ ) у нерівномірність добового графіка навантаження енергосистеми та визначається за виразом:

$$K_{\text{вн.сп.і}} = R_{\text{ес,сп.і}} \frac{P_{\text{сер.л.і}}}{P_{\text{сер.с}}}, \quad (2.2)$$

де  $R_{\text{ес,сп.і}}$  – коефіцієнт парної кореляції між добовими графіками навантаження енергосистеми та відповідної групи споживачів, що визначається на основі виразу (2.1).

Чисельні значення коефіцієнтів вагомості та вкладу для всіх груп споживачів, що розглядаються, визначено для зимових і літніх режимних графіків навантаження 2012–2016 років на основі залежності (2.2), також наведено в таблицях 2.2 та 2.3.

Зокрема, для зимового режимного графіка 2014 року вагомість середньої потужності комунальних споживачів у середньому навантаженні енергосистеми складала 5 %, а цей же показник для групи «Населення» був рівний 45 %. З урахуванням цього, згідно з виразом (2.2), коефіцієнти внеску зміни попиту на потужність цих двох груп споживачів у нерівномірність добового графіка навантаження енергосистеми, що розглядається, відповідно рівні 0,047 та 0,423. Тобто, судячи з цього показника, слід вважати, що характер попиту на потужність групи споживачів «Населення» приблизно у десять разів більше впливає на конфігурацію добових графіків навантаження енергосистеми, ніж зміна потужності, що використовується житлово-комунальними споживачами.

Таким чином, можна стверджувати, що коефіцієнти вкладу, так само як і коефіцієнти кореляції точно відображають характер впливу зміни попиту на потужність груп споживачів на нерівномірність добового навантаження енергосистеми. Але при цьому коефіцієнти вкладу, порівняно з коефіцієнтами кореляції, дають змогу значно об'єктивніше оцінювати ступінь впливу зміни попиту на електричну потужність груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми.

Однак фізичний, чи краще сказати, математичний сенс перемноження коефіцієнта кореляції на коефіцієнт вагомості (вираз (2.2)) незрозумілий. Приймаючи до уваги дану обставину, навряд чи слід очікувати, що перемноження вказаних двох коефіцієнтів буде правильно відображати реальне співвідношення

між ступенем впливу зміни потужності, що використовується окремими групами споживачів, на конфігурацію добових графіків навантаження енергосистеми [160].

З іншого боку, як вже було сказано, будь який графік електричного навантаження можна розглядати як вибірку значень відповідної випадкової величини. При цьому з точки зору математичної статистики нерівномірність цієї випадкової величини характеризує дисперсія її значень. Отже, ступінь нерівномірності добових графіків електричного навантаження енергосистеми чи груп споживачів також може бути оцінена величиною дисперсії відповідних значень погодинної потужності.

Тоді, приймаючи до уваги, що графік навантаження енергосистеми представляє собою результат підсумовування графіків навантаження всіх груп споживачів, що розглядаються, кількісна оцінка характеру та ступеню впливу зміни їх попиту на потужність на нерівномірність електричного навантаження енергосистеми може бути отримана шляхом визначення так званого коефіцієнта впливу ( $K_{впл}$ ). Чисельне значення такого коефіцієнта для деякої  $i$ -ї групи споживачів розраховується за виразом:

$$K_{впл,i} = \frac{D_{cn,i} + \sum_{k=1}^C \text{cov}_k(P_{cn,ij} P_{cn,lj})}{D_{ec}}, \quad (2.3)$$

де  $D_{cn,i}$  та  $D_{ec}$  – відповідно дисперсія графіка електричного навантаження  $i$ -ї групи споживачів й енергосистеми;

$C$  – кількість попарних коваріацій, що не повторюються, між значеннями погодинного навантаження  $i$ -ї групи споживачів ( $P_{cn,ij}$ ) та величинами погодинного навантаження кожної з інших груп споживачів, наприклад,  $l$ -ї групи ( $P_{cn,lj}$ ), які розглядаються одночасно.

У свою чергу, кожна з використаних у виразі (2.3) коваріацій (наприклад, деяка  $k$ -та коваріація) розраховується за виразом:

$$\text{cov}_k(P_{cn,ij}P_{cn,lj}) = \frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^N (P_{cn,ij} - P_{сер.сн.i})(P_{cn,lj} - P_{сер.сн.l}), \quad (2.4)$$

де  $P_{cn,ij}$  та  $P_{cn,lj}$  – відповідно попит на електричну потужність в  $j$ -ту годину режимної доби  $i$ -ї та  $l$ -ї групи споживачів;

$P_{сер.сн.i}$  та  $P_{сер.сн.l}$  – відповідно середнє значення електричного навантаження  $i$ -ї та  $l$ -ї групи споживачів за режимну добу;

$N$  – кількість значень електричної потужності в кожній із вибірок,  $N = 24$ .

Чисельні значення коефіцієнтів впливу, визначенні з використанням залежностей (2.3) та (2.4), дають можливість судити про те, яку частину (в %) повної дисперсії добового графіку електричного навантаження енергосистеми створює графік попиту на потужність тієї чи іншої групи споживачів. Причому позитивна величина коефіцієнта впливу свідчить про те, що характер попиту на потужність відповідної групи споживачів вносить визначений вклад у збільшення дисперсії (тобто, нерівномірності) графіка навантаження енергосистеми, а від’ємний коефіцієнт впливу є ознакою того, що зміна попиту на потужність деякої групи споживачів знижує нерівномірність навантаження енергосистеми.

Приклад розрахунку значень коефіцієнтів впливу для всіх груп споживачів, що розглядаються, виконано для зимових і літніх режимних графіків навантаження 2012–2016 років з використанням залежностей (2.3) та (2.4), а його результати наведено у таблицях 2.2 та 2.3.

Так, наприклад, зміна попиту на потужність групи «Промисловість» майже на 10 % знижувала нерівномірність графіку навантаження енергосистеми для зимового режимного дня 2014 року. У той час як нерівномірність споживання електричної потужності групою «Населення» формувало майже 98 % дисперсії цього ж добового графіка навантаження енергосистеми.

Алгебраїчна сума значень коефіцієнтів впливу всіх груп споживачів, що розглядаються одночасно, рівна одиниці, що є підтвердженням того, що попит на потужність цих груп споживачів формує відповідний сумарний графік відпуску електроенергії в ОЕС. При цьому спільна зміна попиту груп споживачів, що



розглядаються, на потужність визначає повну дисперсію графіку електричного навантаження енергосистеми, тобто, його нерівномірність.

Таким чином, можна припустити, що сукупність вказаних коефіцієнтів впливу, визначених на підставі даних того чи іншого режимного дня для всіх одночасно груп споживачів, що аналізуються, дає можливість достатньо об'єктивно кількісно оцінювати характер і ступінь впливу зміни їх попиту на потужність на нерівномірність добового навантаження енергосистеми.

Однак при цьому залежності (2.3) та (2.4), що використовуються, нашою думкою на думку про те, що чисельні значення окремо взятих коефіцієнтів впливу відображають не «індивідуальний» вплив зміни попиту на потужність тієї чи іншої групи споживачів на конфігурацію добових графіків електричного навантаження енергосистеми. Скоріше ці коефіцієнти дають змогу оцінювати «спільний» вплив цієї групи на нерівномірність графіка навантаження енергосистеми, що створюється у результаті «взаємодії» графіків використання потужності даною групою споживачів із графіками навантаження всіх інших груп, що аналізуються одночасно. Таке припущення засноване на тому, що у виразі (2.3) є сума коваріацій між годинними значеннями електричного навантаження всіх груп споживачів, що одночасно розглядаються [160].

Виходячи з цього, досить логічним буде припустити також, що чисельні значення коефіцієнтів впливу у визначеній мірі залежать від складу груп споживачів, що одночасно розглядаються. Більш того, значення коефіцієнтів впливу, які визначено для однієї та тієї ж групи, можуть суттєво різнитися один від одного, не тільки у разі зміни конфігурації графіків навантаження самих груп споживачів, що аналізуються, але також і при зміні характеру попиту на потужність інших груп. Причому визначити, що саме та в якій мірі слугувало причиною зміни чисельних значень коефіцієнтів впливу, не представляється можливим. Підтвердженням тому є приведені у таблицях 2.2 та 2.3 значення коефіцієнтів впливу, що розраховані для одних і тих же груп споживачів по даним режимних днів 2012–2016 року (особливо це помітно для зимових режимних днів).

Таким чином, можна стверджувати, що коефіцієнти впливу, що визначаються на основі залежностей (2.3) та (3.4), так само як і коефіцієнти вкладу, не можна вважати достатньо об'єктивною оцінкою характеру та ступеню «індивідуального» впливу зміни попиту на потужність будь-якої окремо взятої групи споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми. При цьому очевидно, що для прийняття обґрунтованих рішень в області управління попитом споживачів на електричну потужність, перш за все, необхідно об'єктивно оцінювати саме «індивідуальний» вплив окремих споживачів чи їх груп на нерівномірність графіків навантаження енергосистеми.

Приймаючи до уваги все сказане вище, здається доцільним використовувати дещо інший нетрадиційний підхід до визначення згаданих вище коефіцієнтів впливу. Такі, модифіковані коефіцієнти впливу у відповідності з їх головною особливістю можуть бути названі коефіцієнтами індивідуального впливу зміни попиту на потужність споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми [31, 160].

Чисельне значення такого коефіцієнта для будь-якої групи споживачів можна визначити простим, але досить логічним обґрунтованим способом: шляхом «виключення» впливу зміни попиту на потужність даної групи на конфігурацію добового графіка навантаження енергосистеми. З цією метою реальний графік використання електричної потужності розглянутою групою споживачів протягом відповідного режимного дня необхідно замінити «ідеальним» графіком, що не впливає на нерівномірність навантаження енергосистеми. У такого «ідеального» графіка всі годинні значення навантаження однакові та рівні середній потужності даної групи споживачів, що відповідає фактичному добовому графіку її навантаження [31, 160].

При такому заміщенні реального графіка попиту на потужність будь-якої групи споживачів «ідеальним», конфігурація та, відповідно, дисперсія добового графіка навантаження енергосистеми для відповідного режимного дня зміниться, але її середнє навантаження залишиться незмінним. Конфігурація «нового», зміненого у результаті вказаного «заміщення» графіка навантаження

енергосистеми моделюється шляхом складання погодинних значень електричної потужності всіх груп споживачів, що одночасно розглядаються.

Для зміненого графіка навантаження енергосистеми визначається «нова» величина дисперсії ( $D_{ес.зм.}$ ) годинних навантажень енергосистеми відносно їх середнього значення. При цьому коефіцієнт індивідуального впливу зміни попиту на потужність ( $i$ -ї) групи споживачів, що аналізується, на нерівномірність навантаження енергосистеми ( $K_{інд.впл\ i}$ ) розраховується [31, 160]:

$$K_{інд.впл\ i} = \frac{D_{ес.факт} - D_{ес.зм.i}}{D_{ес.факт}}, \quad (2.5)$$

де  $D_{ес.факт.}$  – дисперсія реального графіка навантаження енергосистеми у відповідний режимний день;

$D_{ес.зм.i}$  – дисперсія штучно зміненого графіка навантаження енергосистеми, побудованого шляхом заміщення фактичного графіка навантаження  $i$ -ї групи споживачів ідеально рівним графіком, в якому всі годинні значення потужності дорівнюють фактичному середньому навантаженню цієї групи.

Чисельні значення коефіцієнтів індивідуального впливу, визначені за допомогою залежності (2.5) для всіх груп споживачів, що розглядаються, також наведено у таблицях 2.2 та 2.3. Знак і величина цих коефіцієнтів визначають, в яку сторону та наскільки могла б змінитися дисперсія відповідного добового графіка навантаження енергосистеми, якщо б на його нерівномірність не впливав реальний характер попиту на потужність тієї чи іншої групи споживачів.

Так, наприклад, при виключенні впливу на нерівномірність навантаження енергосистеми групи промислових споживачів дисперсія добового графіка навантаження енергосистеми в зимовий режимний день 2014 року збільшилась би на 31 %, а відсутність впливу групи споживачів «Населення» призвело б до зниження нерівномірності цього ж графіка на 87 %.

Іншими словами, реальний вплив зміни попиту на потужність промислових споживачів взимку 2014 року сприяв зниженню нерівномірності (тобто, дисперсії) графіка навантаження енергосистеми на 31 % ( $K_{інд.впл.} = -0,31$ ), а характер

споживання потужності групою «Населення» збільшував цю дисперсію на 87 % ( $K_{\text{інд.впл.}} = +0,87$ ).

Таким чином, знаки коефіцієнтів індивідуального впливу відображають такий саме характер впливу зміни попиту на потужність тієї чи іншої групи споживачів на нерівномірність добового навантаження енергосистеми, що і знаки коефіцієнтів вкладу та коефіцієнтів впливу. Тобто, додатне значення коефіцієнта індивідуального впливу свідчить про те, що зміна попиту на потужність відповідної групи споживачів збільшує дисперсію (нерівномірність) графіку навантаження енергосистеми, а від'ємний коефіцієнт індивідуального впливу є ознакою того, що зміна попиту на потужність деякої групи споживачів знижує нерівномірність навантаження енергосистеми.

При цьому, як було сказано, отримані з використанням залежності (2.5) чисельні значення цих коефіцієнтів більш об'єктивно відображають «індивідуальний» вплив характеру попиту на потужність кожної з груп споживачів, що розглядаються, на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми, ніж традиційні коефіцієнти впливу, що визначаються за допомогою залежностей (2.3) та (2.4).

### ***2.2.2. Аналіз коректності встановлення меж і тривалості тарифних зон доби***

Метою проведення цієї частини розширеного дослідження діючих в Україні диференційованих за часом тарифів на електроенергію є оцінка відповідності меж і тривалості тарифних зон доби, узгоджених Національною комісією України, яка здійснює державне регулювання в сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), сучасним потребам управління попитом споживачів на електричну потужність [161].

На сьогодні для розрахунків споживачів електроенергії з електропередавальними організаціями постановою НКРЕКП від 20.12.2001 р. № 1241 «Про тарифи, диференційовані за періодами часу» (зі змінами від

22.01.2015 р.) узгоджені межі та граничні значення тривалості тарифних зон доби, а також відповідні тарифні коефіцієнти (таблиця 2.4).

Таблиця 2.4 – Діючі тарифні зони доби та тарифні коефіцієнти для споживачів електроенергії

Тарифний сезон	Пікова зона ( $k = 1,8$ )	Напівпікова зона ( $k = 1,02$ )	Нічна зона ( $k = 0,25$ )
<i>Зимовий сезон:</i> січень, лютий, листопад і грудень	8.00–10.00; 17.00–21.00	6.00–8.00; 10.00–17.00; 21.00–23.00	23.00–6.00
<i>Міжсезоння:</i> березень, квітень, вересень і жовтень	8.00–10.00; 18.00–22.00	6.00–8.00; 10.00–18.00; 22.00–23.00	23.00–6.00
<i>Літній сезон:</i> травень, червень, липень і серпень	8.00–11.00; 20.00–23.00	7.00–8.00; 11.00–20.00; 23.00–24.00	24.00–7.00

Очевидно, що призначенням диференційованих за часом тарифів є створення економічних умов для поступової, сприятливої для енергосистеми, зміни режимів споживання електроенергії. При цьому отримані за їх допомогою економічні «сигнали» споживачам мають бути «правильними», тобто мають максимально відповідати фактичним режимам виробництва енергії та потрібним напрямкам їх зміни. Таким чином, створення необхідних умов для подальшого цілеспрямованого вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми потребує, щоб встановлені тарифні зони доби відповідали фактичному характеру зміни у часі цього навантаження.

Отже, з метою аналізу такої відповідності, перш за все, необхідно періодично визначати межі та тривалість фактичних зон доби, у межах яких електричне навантаження енергосистеми має статистично різний рівень: максимальний (піковий), середній (напівпіковий) чи мінімальний (нічний).

Для виявлення фактичних періодів доби з різним рівнем потужності енергосистеми, що генерується, може бути використано метод групування значень її годинного навантаження [162, 163]. При його використанні реальні зони доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження

енергосистеми визначаються шляхом групування годинних значень її потужності ( $P_j$ ), які спостерігались протягом режимної доби відповідного сезону.

Головною ознакою, за якою мають визначатися тривалість і межі фактичних зон доби, є рівень навантаження енергосистеми у кожній зоні, від якого залежить склад, структура та режими роботи генеруючих потужностей, що задіяні для покриття попиту споживачів на електричну потужність, і відповідно, витрати на генерацію електроенергії, її передачу та розподіл. Очевидно, що у середині кожної визначеної зони доби величини погодинного навантаження енергосистеми, у принципі, мають незначно відрізнятися між собою, у той час як середні значення навантаження у різних зонах мають бути помітно різними.

Виходячи з цього, групування величин годинного електричного навантаження енергосистеми здійснюється з використанням одного зі статистичних критеріїв ( $t$ -критерію Стюдента), використання якого дає можливість формувати такі групи значень електричної потужності (та відповідні до них години доби), середні величини навантаження енергосистеми всередині яких статистично суттєво відрізняються між собою. Тобто, використання вказаного критерію дає можливість за об'єктивною ознакою розділити реальні значення годинної електричної потужності (та тим самим, години доби) на групи, які відповідають максимальному, середньому та мініимальному навантаженню енергосистеми. Таким чином, на підставі результатів групування годинних значень електричного навантаження енергосистеми може бути визначено фактичні межі та тривалість пікової, напівпікової та нічної зон доби, які спостерігались протягом відповідних режимних днів.

З метою групування значень годинного електричного навантаження енергосистеми ( $P_j$ ), визначених на підставі відповідного її режимного добового графіка, ці величини необхідно розглядати як деяку статистичну вибірку, що містить 24 елементи. Причому для подальшої роботи з цією вибіркою наявні у ній значення годинного електричного навантаження енергосистеми ( $P_j$ ) слід розмістити у порядку їх зростання, тобто розмістити ці значення таким чином,

щоб на початку ряду розташовувались найменші, а в кінці ряду – найбільші величини годинного навантаження енергосистеми.

Початковий етап групування значень погодинного навантаження енергосистеми полягає у виконанні ітеративної процедури формування з впорядкованого ряду цих значень двох статистичних вибірок змінного об'єму, які в загальному випадку містять відповідно  $M$  та  $M+1$  елемент. Кількість елементів у цих вибірках на кожній ітерації збільшується ( $M = 1, \dots, 23$ ). Так, наприклад, на першій ітерації перша з вибірок включає тільки один (перший) елемент впорядкованого ряду значень годинного навантаження енергосистеми, а друга вибірка – два елементи (перший і другий). На другій ітерації перша вибірка містить вже два елементи впорядкованого ряду: перший і другий, а друга вибірка – три елементи: перший, другий і третій. І так далі до повного вичерпання всіх елементів впорядкованого ряду значень годинного електричного навантаження енергосистеми.

На всіх ітераціях для кожної з двох сформованих вибірок необхідно визначити їх основні статистичні характеристики – середнє значення елементів, яких містить відповідна вибірка ( $P_{сер.}$ ), а також дисперсію цих значень відносно їх середньої величини по вибірці ( $D$ ). Наприклад, для деякої  $m$ -ї вибірки середнє значення електричного навантаження енергосистеми ( $P_{сер.m}$ ) і дисперсія величин навантаження, які містить ця вибірка ( $D_m$ ) визначаються за формулами:

$$P_{сер.m} = \frac{1}{M} \cdot \sum_{j=1}^M P_j, \quad (2.6)$$

$$D_m = \frac{1}{M} \cdot \sum_{j=1}^M (P_j - P_{сер.m})^2, \quad (2.7)$$

де  $P_j$  – значення електричного навантаження енергосистеми в  $j$ -ту годину режимної доби, яке увійшло в  $m$ -ту вибірку;

$M$  – кількість елементів (значень електричного навантаження енергосистеми), що увійшли в  $m$ -ту вибірку.

На всіх ітераціях для кожної з отриманих пар вибірок величин годинного навантаження енергосистеми необхідно визначити розрахункове значення критерію Стюдента ( $T_p$ ), яке визначається за виразом:

$$T_p = \frac{|P_{сер.m} - P_{сер.m+1}|}{\sqrt{\frac{D_m}{M} + \frac{D_{m+1}}{M+1}}}, \quad (2.8)$$

Якщо впорядкований ряд значень погодинного електричного навантаження енергосистеми є рівномірним, тобто числові значення його елементів відрізняються один від одного приблизно на однакову величину, то розрахункові значення критерію Стюдента, що визначаються на кожній ітерації, будуть монотонно спадати.

Якщо ж впорядкований ряд значень навантаження енергосистеми є нерівномірним, то монотонне зменшення розрахункових значень критерію Стюдента буде порушуватись періодичним стрибкоподібним їх ростом. Таким чином, виявлення точок стрибкоподібного збільшення розрахункових значень критерію Стюдента дає змогу встановити, між якими значеннями впорядкованого ряду погодинного електричного навантаження енергосистеми існує статистично помітний розрив. Ця обставина дає можливість попередньо розділити весь визначений ряд значень годинного електричного навантаження енергосистеми (а значить і відповідні їм години доби) на декілька груп, у межах яких включені до них навантаження відрізняються між собою приблизно на однакову величину. При цьому між крайніми значеннями потужності енергосистеми, що входять у суміжні групи, спостерігається помітно великий розрив.

Сформовані таким чином початкові групи значень навантаження енергосистеми і відповідних їм годин доби слід перевірити з точки зору можливості чи необхідності їх подальшого об'єднання. З цією метою, використовуючи залежності, аналогічні виразам (2.6) та (2.7), для кожної попередньо сформованої групи значень навантаження енергосистеми необхідно



визначити її статистичні характеристики, на підставі яких для кожної пари суміжних між собою початкових груп, використовуючи вираз (2.8), треба обчислити розрахункове значення критерію Стюдента ( $T_p$ ) та порівняти його з критичним (табличним) значенням цього критерію ( $T_{кр}$ ), які наведено у відповідній довідковій літературі. При цьому табличне значення критерію Стюдента слід знаходити для двох рівнів значимості помилки прийняття відповідних рішень ( $p = 0,05$  та  $p = 0,01$ ) при числі ступенів свободи  $k = M_1 + M_2 - 2$  (де  $M_1$  та  $M_2$  – кількість значень годинного електричного навантаження енергосистеми, що увійшли відповідно до кожної з двох суміжних між собою початкових груп).

Якщо для будь-якої пари попередньо встановлених суміжних між собою груп значень годинного навантаження енергосистеми виконується нерівність  $T_p \leq T_{кр}$  при рівні значимості помилки  $p = 0,05$  та кількості ступенів свободи  $k = M_1 + M_2 - 2$ , то такі дві групи обов'язково необхідно об'єднати в одну, оскільки визначені для цих груп середні значення електричного навантаження енергосистеми відрізняються між собою статистично несуттєво.

Якщо для будь-якої пари попередньо встановлених суміжних між собою груп значень годинного навантаження енергосистеми виконується нерівність  $T_p \geq T_{кр}$  при рівні значимості помилки  $p = 0,01$  та кількості ступенів свободи  $k = M_1 + M_2 - 2$ , то такі дві групи об'єднати в одну ні в якому разі не можна, так як визначені для цих груп середні значення електричного навантаження енергосистеми зі статистичної точки зору суттєво відрізняються між собою.

Якщо ж для будь-якої пари попередньо встановлених суміжних між собою груп значень годинного навантаження енергосистеми одночасно виконуються нерівності  $T_p \geq T_{кр}$  при рівні значимості помилки  $p = 0,05$  і  $T_p \leq T_{кр}$  при рівні значимості помилки  $p = 0,01$  (при одному та тому ж числі ступенів свободи  $k = M_1 + M_2 - 2$ ), то такі дві групи можна об'єднати або не об'єднувати в одну, оскільки в цьому випадку на підставі використаного статистичного тесту неможливо зробити однозначний висновок про істотність відмінності між визначеними для цих груп середніми значеннями електричного навантаження

енергосистеми. У такому випадку остаточно вирішити, об'єднувати чи не об'єднувати між собою такі суміжні групи значень навантаження енергосистеми, має спеціаліст, який здійснює аналіз коректності встановлення діючих тарифних зон доби.

Для кожної пари суміжних між собою попередньо встановлених груп значень електричного навантаження енергосистеми, які на підставі результатів приведеного вище статистичного дослідження були об'єднані в одну, використовуючи залежності, аналогічні виразам (2.6), (2.7) та (2.8), слід ще раз повторити процедуру визначення можливості чи необхідності їх подальшого об'єднання з іншими групами.

Подібну процедуру слід повторювати до тих пір, поки на підставі статистичного тесту, що використовується, вже не буде необхідним чи можливим об'єднання жодної пари суміжних між собою груп значень навантаження енергосистеми. При цьому на кожній ітерації виконання такої процедури потрібно спочатку об'єднувати між собою тільки ті суміжні групи, які обов'язково мають бути об'єднані. І тільки після завершення об'єднання таких груп у наступних ітераціях треба приймати рішення про необхідність об'єднання між собою тих груп значень навантаження енергосистеми, які можуть бути об'єднані між собою.

Отримані в результаті виконання всієї приведені вище процедури групи значень електричного навантаження енергосистеми слід вважати остаточною. Фактичні межі та тривалість зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми, у принципі, може бути визначено вже на підставі отриманих остаточною груп значень її навантаження.

Так, можна стверджувати, що зону максимального (пікового) навантаження утворюють години доби, яким відповідають величини навантаження енергосистеми, що увійшли в останню з остаточно сформованих груп її значень. Перша ж із остаточно сформованих груп значень навантаження утворює зону мінімального (нічного) навантаження енергосистеми. Відповідно всі інші остаточно сформовані групи значень навантаження (їх може бути декілька)

представляють собою величини потужності, що відносяться до зони середнього (напівпікового) навантаження енергосистеми.

Однак для підвищення обґрунтованості віднесення окремих значень навантаження до тієї чи іншої зони доби необхідно встановити чіткі межі між остаточно сформованими групами значень мінімального та середнього навантажень, а також між групами середнього та максимального навантажень енергосистеми.

З метою встановлення вказаних меж між остаточно сформованими групами значень електричного навантаження енергосистеми необхідно визначити критичні величини навантаження, які з великою вірогідністю статистично не може бути віднесено до зони мінімального навантаження, а також до зони напівпікового навантаження. Тобто, такі межі необхідно встановлювати між першою та другою, а також між передостанньою й останньою з остаточно сформованих груп значень годинної потужності енергосистеми.

Критичні значення мінімального чи напівпікового навантаження енергосистеми ( $P_{кр}$ ) визначаються на підставі залежності (2.8), в якій розрахункове значення  $t$ -критерію Стюдента приймається рівним його критичній величині ( $T_p = T_{кр}$ ) при рівні значимості помилки  $p = 0,01$  та кількості ступенів свободи  $k = M + 1 - 2$ . Таким чином, вираз для визначення вказаних критичних значень електричного навантаження енергосистеми має вигляд:

$$P_{кр} = P_{сер.m} + T_{кр} \cdot \sqrt{\frac{D_m}{M}} \quad (2.9)$$

де  $P_{сер.m}$  та  $D_m$  – відповідно середнє значення електричного навантаження енергосистеми та дисперсія величин навантаження, що увійшли в  $m$ -ту групу значень навантаження (першу чи передостанню);

$M$  – кількість елементів (значень електричного навантаження енергосистеми), що увійшли в  $m$ -ту вибірку;

$T_{кр}$  – критичне (табличне) значення  $t$ -критерію при рівні значимості помилки  $p = 0,01$  та кількості ступенів свободи  $k = M + 1 - 2$ .

Визначені таким чином два критичних значення потужності енергосистеми дає можливість із високою вірогідністю (99 %) розподілити всі годинні навантаження енергосистеми на три групи. Навантаження, що не перевищує найменше з критичних значень, і їм відповідні години доби належать до зони мінімального навантаження енергосистеми (нічній зоні). Навантаження, що перевищує найбільше з критичних значень, та відповідні їм години доби, утворюють зону максимального навантаження енергосистеми. Всі ж інші значення навантаження, які знаходяться в інтервалі між мінімальним і максимальним критичними значеннями потужності, й їм відповідні години доби слід віднести до зони напівпікового навантаження енергосистеми.

Виконане таким чином розподіл годин доби дає змогу визначати межі та тривалість фактичних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми, а також аналізувати коректність встановлення тарифних зон доби, що використовуються в діючих диференційованих за часом тарифах на електроенергію [159, 160].

Приклад [162, 163] визначення реальних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми на підставі використання методу групування наведено в додатку А. У цьому прикладі вирішення даної задачі наведено для графіку навантаження енергосистеми, зафіксованого в зимовий режимний день 21.12.2016 року (рис 2.24). Результати вирішення даної задачі наведено в таблиці 2.5.

Як вже було сказано, в Україні на сьогодні сформувалась помітна як за чисельністю, так і за електричним навантаженням об'єднана група споживачів, які при взаєморозрахунках з електропередавальними організаціями використовують диференційовані за часом тарифи. Для стислості вони можуть бути названі «дифтарифними» споживачами, в склад яких зараз входять представники майже всіх їх груп: промислових, сільськогосподарських, комунальних, побутових й інших.

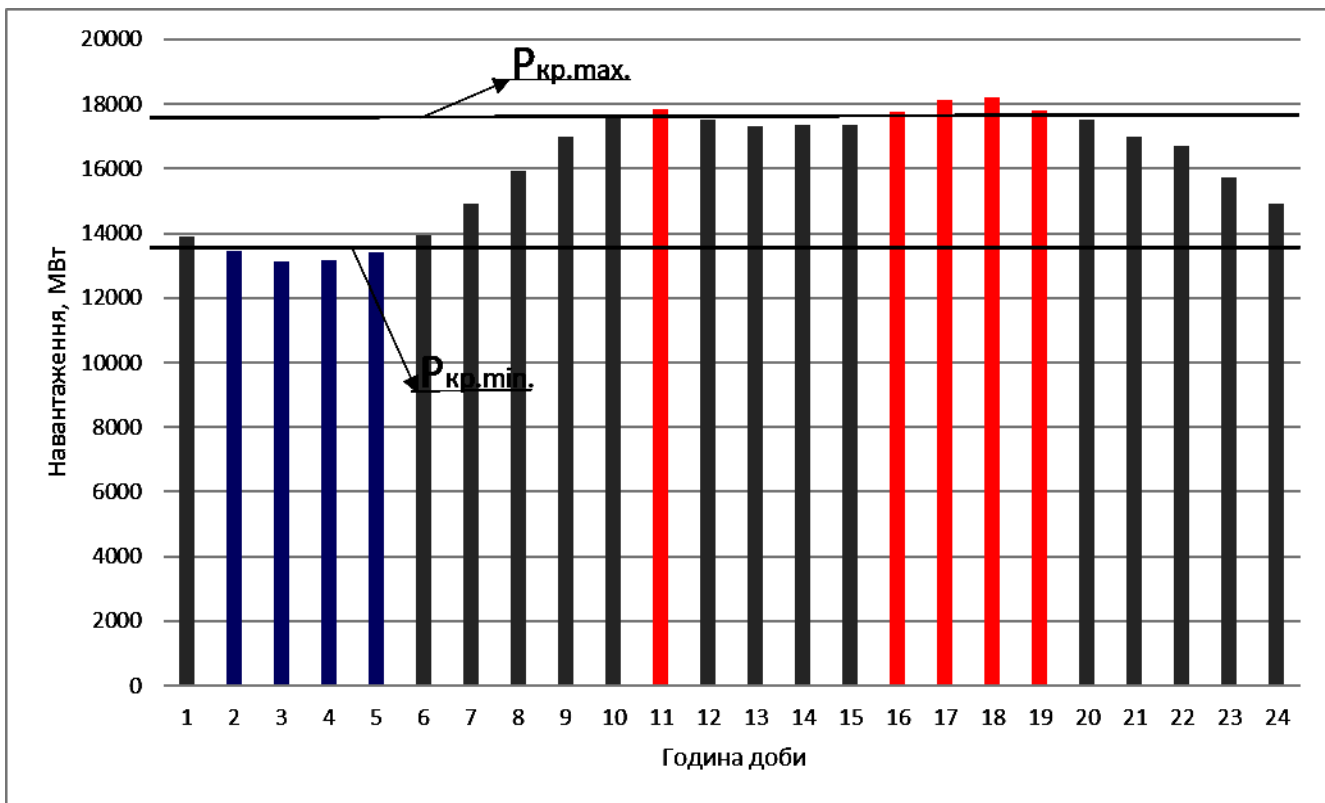


Рисунок 2.24 – Результати визначення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем навантаження енергосистеми на підставі використання методу групування для зимового режимного графіку (на 21.12.2016 року)

У зв'язку з цим аналізувати відповідність існуючих тарифних зон доби сучасним потребам управління попитом на електричну потужність необхідно, приймаючи до уваги не тільки конфігурацію фактичних графіків навантаження енергосистеми у цілому, але також і графіки навантаження окремо «дифтарифних» і всіх інших («недифтарифних») споживачів. З цією метою, використовуючи приведений вище метод групування годинних значень потужності, для графіків навантаження «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів у зимовий режимний день 21.12.2016 року також було визначено фактичні зони доби зі статистично різним рівнем їх попиту на електричну потужність. Результати вирішення даної задачі також наведено в таблиці 2.5.

Як свідчать результати дослідження, які наведено в таблиці 2.5, а також результати аналогічних розрахунків, що виконані для режимних днів ряду попередніх років, реальні зони доби зі статистично різним рівнем електричної потужності як енергосистеми в цілому, так і «недифтарифних» споживачів помітно не співпадають з узгодженими НКРЕКП межами та тривалістю тарифних

зон доби. При цьому межі та тривалість вказаних фактичних зон доби енергосистеми та «недифтарифних» споживачів відрізняються між собою незначно.

Таблиця 2.5 – Результати порівняння меж існуючих тарифних зон доби та фактичних зон зі статистично різним рівнем електричного навантаження, визначених для режимного дня 21.12.2016 року

Год. доби	Існуючі тарифні зони доби	Зони доби з різним рівнем навантаження енергосистеми	Зони доби з різним рівнем навантаження «недифтарифних» споживачів	Зони доби з різним рівнем навантаження «дифтарифних» споживачів
1	Нічна зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
2	Нічна зона	Мінімальне навантаження	Мінімальне навантаження	Максимальне навантаження
3	Нічна зона	Мінімальне навантаження	Мінімальне навантаження	Максимальне навантаження
4	Нічна зона	Мінімальне навантаження	Мінімальне навантаження	Середнє навантаження
5	Нічна зона	Мінімальне навантаження	Мінімальне навантаження	Максимальне навантаження
6	Нічна зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
7	Нічна зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
8	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
9	Пікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження
10	Пікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження
11	Пікова зона	Максимальне навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
12	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
13	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
14	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
15	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
16	Напівпікова зона	Максимальне навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
17	Напівпікова зона	Максимальне навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
18	Напівпікова зона	Максимальне навантаження	Максимальне навантаження	Мінімальне навантаження
19	Напівпікова зона	Максимальне навантаження	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження
20	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження
21	Пікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Мінімальне навантаження
22	Пікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
23	Напівпікова зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження
24	Нічна зона	Середнє навантаження	Середнє навантаження	Середнє навантаження

З іншого боку, групування реальних годинних значень навантаження споживачів, які використовують диференційовані тарифи («дифтарифних» споживачів), демонструє, що ці споживачі регулюють свій попит на електричну потужність майже точно відповідно до діючих тарифних зон доби та в необхідному для енергосистеми напрямку.

Отже, можна стверджувати, що існуюча на сьогодні нерівномірність добових графіків навантаження енергетичної системи визначається виключно характером попиту на потужність об'єднаної групи споживачів, які не використовують диференційовані тарифи на електричну енергію («недифтарифних» споживачів). У той час як об'єднана група «дифтарифних» споживачів у цілому сприяє вирівнюванню графіків навантаження енергосистеми.

Як уже було сказано раніше, призначенням диференційованих за часом тарифів є створення економічних умов для поступової, сприятливої для енергосистеми, зміни режимів споживання електроенергії.

Очевидно, що для подальшого вирівнювання графіків електричного навантаження енергосистеми необхідно, щоб добові графіки навантаження «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів знаходились у «протифазі», тобто, щоб зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів протидіяла зміні навантаження «недифтарифних» споживачів. При цьому протидія ця має бути достатньо сильною та своєчасною (тобто, здійснюватися у відповідні моменти часу).

Таким чином, для того, щоб вдосконалення діючих диференційованих за часом тарифів на електроенергію мало цілеспрямований характер і сприяло підвищенню результативності їх використання, необхідно дослідити характер і ступінь впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми. Іншими словами, треба проаналізувати, наскільки сильним і своєчасним є протидія зміни попиту на електричну потужність «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів.

### 2.2.3. Оцінка характеру та ступеню протидії зміни навантаження «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність «недифтарифних» споживачів

Виходячи з результатів дослідження, наведених в попередніх підрозділах, перш за все, можна стверджувати, що вплив «дифтарифних» споживачів на зниження нерівномірності графіка навантаження енергосистеми протягом доби в цілому є недостатнім. Правомірність такого висновку підтверджується, зокрема, тим, що при існуючому співвідношенні середньої потужності груп споживачів, що розглядаються, (рис. 2.25) «дифтарифні» споживачі у принципі не здатні компенсувати нерівномірність попиту на електричну потужність всіх інших споживачів [163], які не використовують диференційовані тарифи. Для цього було б необхідно, щоб сумарне навантаження «дифтарифних» споживачів, а, отже, й їх чисельність значно зросла.

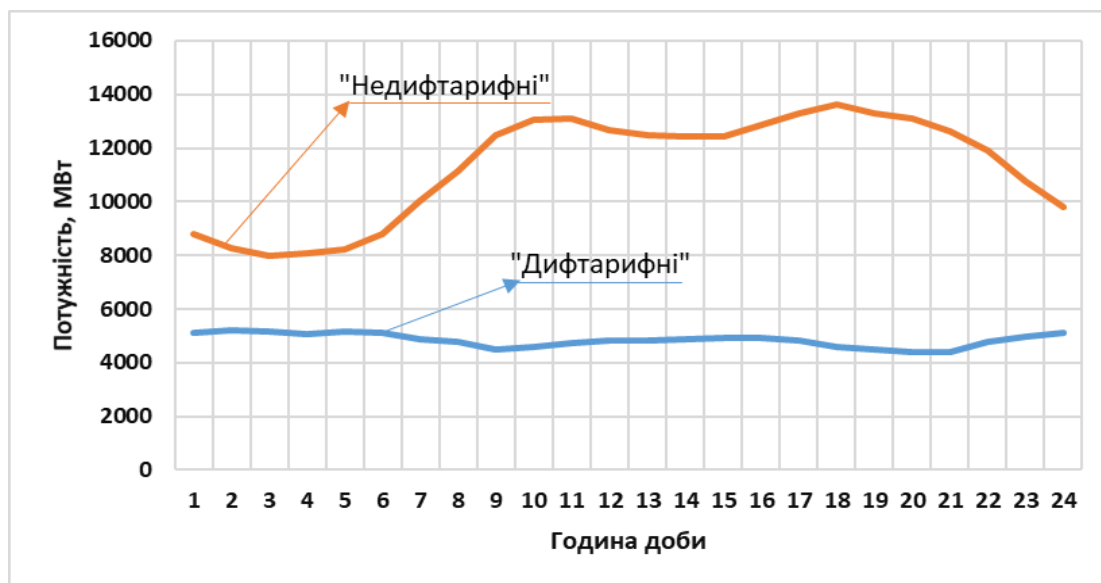


Рисунок 2.25 – Добові графіки навантаження «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів, зафіксовані в зимовий режимний день 21.12.2016 року

Очевидно, що в умовах подальшого використання, в Україні існуючих диференційованих за добовими зонами тарифів суттєве збільшення потужності, що споживається групою «дифтарифних» споживачів, може відбутися лише поступово, протягом тривалого часу. Тим більш що, як вже відмічалось, протягом ряду попередніх років наряду зі стабільним збільшенням кількості побутових споживачів, які використовують диференційовані за часом тарифи,



спостерігається також деяка тенденція зменшення числа «дифтарифних» споживачів, що відносяться до інших груп, зокрема, промислових. Дана ситуація ще раз підтверджує необхідність найшвидшого вдосконалення та подальшого розвитку існуючих диференційованих за періодами часу тарифів на електричну енергію.

Крім того, приймаючи до уваги сказане вище, необхідно зробити ще один висновок: для забезпечення подальшого цілеспрямованого вдосконалення диференційованих за часом тарифів на електроенергію при визначенні зон доби, які б відповідали сучасним потребам управління попитом споживачів на потужність, не достатньо базуватися тільки на аналізі конфігурації графіків навантаження енергосистеми. Для досягнення цієї мети необхідно також додатково аналізувати ступінь протидії «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність всіх інших, «недифтарифних» споживачів, а також своєчасність цієї протидії у кожную годину доби.

Визначення характеру та ступеню щогодинної протидії зміні попиту на потужність «дифтарифних» споживачів зміні потужності, що споживається, групи «недифтарифних» споживачів може базуватися на використанні методів статистичної обробки й аналізу графіків навантаження, зафіксованих у відповідні режимні дні.

З цією метою на підставі одночасно розглянутих трьох графіків електричного навантаження (енергосистеми, «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів), перш за все, необхідно сформулювати вибірки значень змін (збільшення) відповідних величин потужності в кожний час доби ( $\Delta P$ ) у порівнянні з попереднім часом. Чисельні значення таких збільшень для деякої  $j$ -ї години доби визначаються [163]:

$$\begin{aligned}\Delta P_{ec,j} &= P_{ec,j} - P_{ec,(j-1)}; \\ \Delta P_{dif,j} &= P_{dif,j} - P_{dif,(j-1)}; \\ \Delta P_{nedif,j} &= P_{nedif,j} - P_{nedif,(j-1)};\end{aligned}\tag{2.10}$$

де  $P_{ес,j}$ ,  $P_{диф,j}$  та  $P_{недиф,j}$  – відповідно електричне навантаження енергосистеми, «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів в  $j$ -ту годину режимної доби;

$P_{ес,(j-1)}$ ,  $P_{диф,(j-1)}$  та  $P_{недиф,(j-1)}$  – відповідні значення потужності в  $(j-1)$ -ту годину тієї ж режимної доби.

Характер і ступінь протидії «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність всіх інших споживачів, що не використовують диференційовані тарифи на електроенергію, окремо для кожної  $(j-ї)$  години доби можна оцінити за допомогою показника, який може бути названий коефіцієнтом протидії ( $K_{прот.}$ ), та визначається подібно до запропонованого раніше коефіцієнту індивідуального впливу споживачів на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми (пункт 2.2.1):

$$K_{прот.j}^{диф.} = \frac{(\Delta D_{ес.факт.j} - \Delta D_{ес.зм.j}^{диф.})}{\Delta D_{ес.факт.j}}, \quad (2.11)$$

де  $\Delta D_{ес.факт.j}$  – складова дисперсії реального графіка навантаження енергосистеми, визначена для окремо взятої  $j-ї$  години відповідної режимної доби;

$\Delta D_{ес.зм.j}^{диф.}$  – аналогічна складова дисперсії, обчислена для тієї ж  $j-ї$  години тієї ж режимної доби, але для штучно зміненого графіка навантаження енергосистеми, що отримали при умові, що попит на потужність «дифтарифних» споживачів в дану ( $j$ -ту) годину порівняно з попередньою годиною доби не змінився ( $\Delta P_{диф,j} = 0$ ), а штучно змінена величина навантаження енергосистеми в цю годину складає:

$$P_{ес,j} = P_{ес,j-1} + \Delta P_{недиф,j}. \quad (2.12)$$

Знак коефіцієнту протидії дає змогу судити про те, чи сприяє зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів у кожну окрему годину доби зниженню нерівномірності графіка навантаження енергосистеми (зменшенню його дисперсії). При цьому від'ємний знак цього коефіцієнту свідчить про те, що завдяки реальній зміні потужності «дифтарифних» споживачів у дану годину

доби дисперсія графіка навантаження енергосистеми зменшується, тобто ця група споживачів у даний момент часу позитивно впливає на нерівномірність навантаження ОЕС.

Відповідно, позитивний знак коефіцієнту протидії свідчить, що у дану годину доби зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів негативно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми. Чисельні ж значення коефіцієнту протидії дають можливість судити про ступінь цього впливу (як позитивного, так і негативного).

Приклад дослідження характеру та ступеню впливу зміни попиту на потужність «дифтарифних» споживачів на нерівномірність електричного навантаження енергосистеми наведено для зимового режимного дня 21.12.2016 року (таблиця 2.6).

Таблиця 2.6 – Результати аналізу характеру та ступеню впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми на прикладі зимового режимного дня 21.12.2016 року

Година доби	$\Delta P_{\text{ес}}, \text{МВт}$	$\Delta P_{\text{нед}}, \text{МВт}$	$\Delta P_{\text{диф}}, \text{МВт}$	Характер впливу	$K_{\text{прот. (+)}}$	$K_{\text{прот. (-)}}$
1	-1003	-1008	5	позитивний	-0,0044	
2	-434	-504	70	позитивний	-0,0523	
3	-324	-284	-40	<b>негативний</b>		0,0263
4	47	117	-70	<b>негативний</b>		0,0466
5	225	135	90	позитивний	-0,0666	
6	541	571	-30	<b>негативний</b>		0,0270
7	978	1218	-240	<b>негативний</b>		0,353
8	1022	1132	-110	<b>негативний</b>		0,7851
9	1048	1338	-290	позитивний	-0,8064	
10	634	544	90	<b>негативний</b>		0,1182
11	222	82	140	<b>негативний</b>		0,158
12	-350	-470	120	<b>негативний</b>		0,17
13	-188	-178	-10	позитивний	-0,0173	
14	25	-35	60	<b>негативний</b>		0,0986
15	31	11	20	<b>негативний</b>		0,0326
16	392	402	-10	позитивний	-0,0125	
17	367	457	-90	позитивний	-0,0932	
18	93	333	-240	позитивний	-0,2454	
19	-414	-344	-70	позитивний	-0,0864	

Продовження таблиці 2.6

20	-298	-208	-90	позитивний	-0,137	
21	-510	-490	-20	позитивний	-0,0477	
22	-295	-690	395	<b>негативний</b>		0,9181
23	-975	-1130	155	позитивний	-0,8695	
24	-834	-999	165	позитивний	-0,2799	

Для більшої наочності години розглянутої режимної доби розподілені на дві групи: на ті, в яких зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів позитивно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми ( $K_{\text{прот.(-)}}$ ) в ті години, в які цей вплив має негативний характер ( $K_{\text{прот.(+)}}$ ). Чисельні значення коефіцієнтів протидії, які віднесено до кожної з цих груп, наведено також на рис. 2.26 та 2.27.



Рисунок 2.26 – Коефіцієнти протидії для годин доби, в які зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів позитивно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми (зимовий режимний день 21.12.2016 року)

Розглядаючи, зокрема, приведений приклад (таблиця 2.6, рис. 2.26 та 2.27), необхідно ще раз відзначити, що, не дивлячись на загальний позитивний вплив «дифтарифних» споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми, який відзначався у попередніх пунктах, у різні години доби цей вплив може бути як позитивним, так і негативним. Причому протягом доби кількість годин з позитивним і негативним впливами розглянутої групи споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми приблизно однакова (кількість годин із негативним впливом найчастіше навіть переважає).



Рисунок 2.27 – Коефіцієнти протидії для годин доби, в які зміна попиту на потужність «дифтарифних» споживачів негативно впливає на нерівномірність графіку навантаження енергосистеми (зимовий режимний день 21.12.2016 року)

Таким чином, результати, які отримано в розглянутому прикладі, а також для режимних днів ряду інших років, дають можливість стверджувати, що характер попиту на електричну потужність групи «дифтарифних» споживачів найчастіше впливає у більшій мірі негативно, ніж позитивне на конфігурацію графіків навантаження енергосистеми. У кращому випадку вплив цієї групи споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми можна вважати в рівній мірі як позитивним, так і негативним [163].

Крім того, результати аналізу впливу групи «дифтарифних» споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми з точки зору їх протидії щогодинні зміни попиту на потужність всіх інших, «недифтарифних» споживачів дають змогу зробити ще один важливий висновок. Цей висновок полягає в тому, що протягом доби майже неможливо відокремити будь-які достатньо «компактні» зони, у межах яких вплив «дифтарифних» споживачів має хоча б однаковий характер (позитивний чи негативний). Не кажучи вже про «компактні» зони доби з приблизно однаковим ступенем цього впливу [163].

Той факт, що характер і ступінь впливу «дифтарифних» споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми протягом доби змінюється досить «хаотично», наштовхує на думку про те, що у процесі формування нових

ринкових механізмів управління попитом споживачів на електричну потужність доцільно взагалі відмовитись від такого поняття як «тарифні зони доби». До такого висновку можна прийти також, виходячи з тих думок, що відомі методи визначення меж і тривалості тарифних зон доби далеко не досконалі, й їх використання не дає можливості отримувати однозначні, достатньо обґрунтовані результати рішення даної задачі.

Все, сказане вище, наштовхує також на наступну думку: подальший розвиток ринкових методів управління режимами споживання електричної потужності в ОЕС України доцільно здійснювати в напрямках, альтернативних простому вдосконаленню диференційованих за часом тарифів на електроенергію.

## **Висновки до розділу 2**

1. Основним ринковим «інструментом» управління попитом споживачів на електричну потужність в Україні є диференційовані за зонами доби тарифи на електричну енергію.

2. Діючі в Україні диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію на сьогоднішній день вичерпали свої можливості з точки зору ефективного стимулювання споживачів до подальших змін характеру їх попиту на електричну потужність, а також не сприяють залученню нових, достатньо потужних споживачів до участі у вирівнюванні добових графіків електричного навантаження енергосистеми.

3. Для забезпечення дієвого управління режимами споживання електроенергії в енергосистемі існуючі в Україні диференційовані за зонами доби тарифи на електричну енергію потребують удосконалення та подальшого розвитку.

4. Необхідною умовою цілеспрямованого розвитку існуючих диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію є періодичне здійснення розширеного аналізу результатів їх використання.

5. Дослідження характеру та ступеню впливу зміни попиту споживачів на електричну потужність на нерівномірність навантаження енергосистеми найбільш

доцільно виконувати шляхом визначення їх коефіцієнтів впливу ( $K_{впл.}$ ) або коефіцієнтів індивідуального впливу ( $K_{впл.інд.}$ ). На підставі розрахованих числових величин цих коефіцієнтів можна стверджувати, що на сьогоднішній день основний вплив на нерівномірність графіків електричного навантаження енергосистеми здійснюють групи споживачів «Населення» і «Промисловість».

6. З метою аналізу коректності встановлення меж та тривалості тарифних зон доби доцільно використовувати метод групування годинних значень електричного навантаження. При цьому слід аналізувати одночасно як добові графіки навантаження енергосистеми в цілому, так і відповідні графіки навантаження «дифтарифних» та «недифтарифних» споживачів. Результати аналізу таких графіків свідчать, що діючі тарифні зони доби не відповідають сучасним потребам управління попитом споживачів на електричну потужність.

7. Вплив «дифтарифних» споживачів на зменшення нерівномірності графіків навантаження енергосистеми протягом доби в цілому є позитивним, але недостатнім, через відносно невелику їх сумарну потужність. При цьому зміна попиту на електричну потужність «дифтарифних» споживачів окремо у кожную годину доби здебільшого чинить більшою мірою негативний, ніж позитивний вплив на нерівномірність графіків навантаження енергосистеми.

8. Слід зазначити також, що протягом доби практично неможливо виділити будь-які достатньо «компактні» зони, у межах яких вплив «дифтарифних» споживачів на нерівномірність навантаження енергосистеми має однаковий характер (позитивний чи негативний). Цей факт дозволяє стверджувати, що в процесі удосконалення діючих в Україні диференційованих за часом тарифів на електроенергію доцільно взагалі відмовитись від такого поняття як «тарифні зони доби».

9. Подальший розвиток ринкових методів управління режимами споживання електричної потужності в ОЕС України доцільно здійснювати в напрямках, альтернативних простому удосконаленню існуючих диференційованих за часом тарифів на електроенергію.

### РОЗДІЛ 3

## МЕХАНІЗМ АДРЕСНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГЕТИЧНІЙ СИСТЕМІ УКРАЇНИ

### **3.1. Особливості покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність в об'єднаній енергосистемі України**

Підтримання необхідного балансу виробництва та споживання електричної потужності в ОЕС України зараз забезпечують спільно енергоблоки ТЕС і ГЕС, що призводить до суттєвого ускладнення диспетчерського управління режимами функціонування ОЕС [16, 17]. При цьому маневрені можливості енергоблоків ГЕС використовуються головним чином у періоди максимального (пікового) навантаження енергосистеми. Тому найбільші ускладнення в управлінні режимами генерації в енергетичній системі виникають у період нічного провалу її навантаження [25, 29, 164 – 167]. Причому, найбільш відчутними ці ускладнення є влітку, особливо у вихідні дні, коли попит споживачів на електричну потужність незначно перевищує базову (практично нерегульовану) потужність енергоблоків АЕС, що знаходяться у роботі.

Проблема полягає в тому, що у такій ситуації для енергосистеми стає вкрай складним забезпечення навіть відносно невеликих коливань попиту споживачів на електричну потужність. При цьому у разі зниження попиту на потужність може виникнути необхідність оперативного зупинення одного з енергоблоків АЕС, що не тільки є небажаним із економічних міркувань, але й є неможливим з технічних причин, а також з точки зору безпеки роботи АЕС [26, 164 – 167]. У разі ж короткочасного збільшення попиту на потужність може стати необхідним відключення частини споживачів або обмеження їх електроспоживання, оскільки енергоблоки ТЕС, що знаходяться у резерві, технічно неможливо достатньо швидко вивести на робочий режим. Для цього, як правило, необхідно не менше 1–2 годин.



Очевидно, що обмеження попиту споживачів на електроенергію призводить до зменшення обсягів її виробництва на електростанціях, тобто до зниження коефіцієнту використання встановленої потужності наявного парку генеруючого обладнання. Таким чином вимушені відключення споживачів або обмеження їх попиту на електроенергію спричиняє виникнення значних економічних збитків і соціальних проблем не тільки у самих споживачів, але також і в енергетичній галузі [168]. Зокрема, мова йде про проблеми зайнятості персоналу зупинених енергоблоків, оплати часу їх вимушеного простою, відшкодування додаткових витрат на періодичне консервування та наступне розконсервування виведених з роботи енергоблоків, тощо.

При цьому в результаті примусових відключень споживачів гірше будуть використовуватись не тільки енергоблоки ТЕС, але й АЕС, оскільки цілком природним є те, що при обмеженні попиту споживачів на потужність у нічний період може виникнути необхідність планового виключення з графіка покриття електричного навантаження енергосистеми також й енергоблоків АЕС. А це, у свою чергу, може призвести до появи ще більш значних економічних збитків і соціальних проблем, ніж на ТЕС, не кажучи вже про можливість виникнення проблем, пов'язаних із безпекою експлуатації АЕС.

Як було зазначено, покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність в ОЕС України здійснюється головним чином за рахунок використання маневрених можливостей енергоблоків ТЕС [29]. При цьому зараз для забезпечення нормального проходження нічного мінімуму електричного навантаження в енергосистемі щодобово на 4–6 годин виводяться у холодний резерв (повністю зупиняються) до 9–16 енергоблоків ТЕС із подальшим їх «підйомом» на денний період [5]. Окрім того, для забезпечення проходження вечірнього максимуму навантаження енергосистеми щодобово на декілька годин вводяться в роботу ще до восьми енергоблоків ТЕС.

Повністю виключити хоча б частину теплових енергоблоків із добового графіка покриття навантаження енергосистеми з метою скорочення щодобових їх пусків–зупинень є неможливим, оскільки без їх участі неможна забезпечити

покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність у денний час, зокрема, й у періоди максимального навантаження енергосистеми. До того ж, енергоблоки ТЕС найчастіше залишаються єдиним засобом регулювання режимів виробництва електроенергії у нічний період. Крім того, у разі виведення з роботи достатньо великої кількості теплових енергоблоків виникає ще одна проблема. Значна частина генеруючих потужностей виявляється сконцентрованою у західних регіонах України, але за існуючої пропускної здатності електричних мереж передати потрібну кількість електроенергії до східних регіонів практично неможливо.

Очевидно, що вимушене використання енергоблоків ТЕС у якості маневрених генеруючих потужностей енергосистеми пов'язано зі значними додатковими витратами на щодобові їх пуски, а також безпосередньо на виробництво електроенергії цими енергоблоками [23, 29, 169 – 173]. Крім того, такий режим роботи не передбачено конструкцією теплових енергоблоків, що призводить до підвищеного зношування обладнання, зниження надійності його роботи, а також до збільшення витрат на планові та післяаварійні ремонти таких енергоблоків [23, 173].

Необхідно зазначити також, що енергоблоки ТЕС, задіяні для регулювання робочої потужності енергосистеми, здебільшого, працюють у неефективних з енергетичної точки зору режимах, особливо у нічний період. При цьому на таких енергоблоках суттєво підвищується питома витрата палива. Зростає також вартість палива, що використовується при роботі теплових енергоблоків зі змінним навантаженням, так як періодично є необхідним так зване паливне «підсвічування», яке полягає у додаванні певної кількості природного газу чи мазуту до основного палива (вугілля) для полегшення його запалювання та забезпечення стійкого горіння.

Всі зазначені недоліки вимушеного використання енергоблоків ТЕС у якості маневрених генеруючих потужностей негативно відбиваються на економічності функціонування ОЕС України, та є однією з причин підвищення оптових цін і роздрібних тарифів на електроенергію.

Крім того, у зв'язку з використанням значних потужностей енергоблоків АЕС у графіку покриття навантаження енергосистеми, навіть у робочі дні, коли попит споживачів на електроенергію підвищується, ТЕС, задіяні для покриття нерівномірного навантаження, здебільшого, працюють мінімальним складом енергоблоків, а у вихідні дні – навіть менше мінімального складу. При тому, що на будь-якій ТЕС для збереження її «живучості» мають знаходитись у роботі мінімум два енергоблоки (або два корпуси). Це необхідно для того, щоб у випадку аварійного зупинення одного з працюючих енергоблоків забезпечити можливість його повторного пуску або пуску інших енергоблоків станції. Невиконання цієї вимоги може призвести до повного зупинення станції, після чого для пуску хоча б одного з її енергоблоків буде потрібен значний час, який вимірюється вже не годинами, а днями. У будь-якому разі, використання такої станції для покриття графіка електричного навантаження енергосистеми стане неможливим протягом достатньо тривалого часу. Тим самим здатність ОЕС оперативно підтримувати баланс електричної потужності, що генерується та споживається, зменшиться ще більше.

Таким чином, не дивлячись на наявність в ОЕС України значного потенціалу не завантажених генеруючих потужностей, надійне й якісне забезпечення попиту споживачів на електроенергію стає все більш складним завданням для енергетичної галузі.

### **3.2. Оцінка потенціалу зниження витрат енергосистеми в результаті вирівнювання добових графіків її електричного навантаження**

Як вже зазначалося раніше, добові графіки навантаження ОЕС України дуже нерівномірні. Для них характерно помітне підвищення попиту споживачів на електричну потужність у вечірні години доби та значний його спад у нічний період. Очевидно, що необхідність покриття нерівномірного навантаження негативно впливає на режими генерації та передачі електроенергії, що, у свою чергу, призводить до зниження надійності електропостачання, погіршенню якості

електроенергії, а також негативно позначається на ефективності функціонування енергосистеми [173].

Не дивлячись на наявність в енергосистемі значного потенціалу незавантажених генеруючих потужностей, надійне та якісне задоволення попиту споживачів на електричну потужність було та залишається складною задачею для української енергетики. Як вже було сказано, однією з причин такого стану справ є значна зношеність обладнання електростанцій і мереж, яке давно вичерпало свій ресурс. Другою, не менш важливою причиною є проблема дефіциту маневрених генеруючих потужностей в енергосистемі.

Структура генеруючої частини ОЕС України не відповідає тим співвідношенням базових і маневрених потужностей, які необхідно для ефективного регулювання добових графіків навантаження. Це пов'язано як із наявним складом генеруючих потужностей, так і з можливістю їх використання з точки зору забезпеченості паливом і готовності до несення навантаження.

Як вже було сказано в підрозділі 3.1, на сьогодні оперативне управління режимами виробництва електроенергії в ОЕС України здійснюється головним чином за рахунок використання маневрених можливостей енергоблоків ТЕС генеруючих компаній (ГК), а також шляхом зміни кількості цих енергоблоків, що знаходяться у роботі протягом доби [173].

Повністю виключити енергоблоки ТЕС із графіку покриття навантаження енергосистеми з метою скорочення їх щодобових пусків-зупинок неможливо, оскільки без їх участі неможливо забезпечити покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність у денний час, зокрема, у періоди максимального навантаження енергосистеми. До того ж, енергоблоки ТЕС частіше всього залишаються єдиним засобом регулювання режимів виробництва електроенергії у нічний період [5].

Очевидно, що вимушене використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених потужностей енергосистеми неминуче пов'язане зі значними додатковими витратами на виробництво електроенергії [173, 174].

Перш за все, мова йде про додаткові витрати палива на щоденні пуски теплових енергоблоків, які використовуються в регульованій частині графіку електричного навантаження ОЕС. Зокрема, для нормального проходження нічного мінімуму навантаження енергосистеми щодобово на 4–6 годин відключається значна кількість енергоблоків і корпусів дубль-блоків ТЕС, після чого ці енергоблоки знову вводяться в роботу на денний період. Причому кількість теплових енергоблоків, що відключаються на ніч, є значною і щорічно зростає. Так, наприклад, протягом 2016 року загальна кількість пусків–зупинок енергоблоків ТЕС, які використовувались тільки у регульованій частині графіку електричного навантаження енергосистеми, перевищувало 3000.

До того ж, на енергоблоках, задіяних для регулювання графіків навантаження енергосистеми, помітно зростає питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії, оскільки ці енергоблоки вимушено працюють в енергетично неефективних режимах. При цьому також зростає вартість палива, що використовується в неефективних режимах роботи енергоблоків, так як збільшується витрата більш дорогого «підсвічувального» палива (природного газу чи мазуту), яке додається до основного палива (вугілля) для забезпечення стійкої роботи енергоблоків ТЕС зі змінним навантаженням.

Окрім того, використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених генеруючих потужностей енергосистеми не передбачено їх конструкцією, що неминуче призводить до підвищеного зношування обладнання, зниження надійності його роботи, підвищення аварійності та, як наслідок, до збільшення витрат на планові та позапланові ремонти таких енергоблоків.

Згаданих вище додаткових витрат ТЕС генеруючих компаній можна уникнути чи суттєво скоротити їх величину, якщо більша частина енергоблоків ТЕС буде задіяна не в регульованій, а в базовій частині графіків навантаження енергосистеми. Тому вказані додаткові витрати ТЕС, з іншого боку, необхідно розглядати як економію фінансових ресурсів, яка може бути отримана на рівні ОЕС України, у випадку зменшення кількості теплових енергоблоків, що використовуються в якості маневрених генеруючих потужностей.

Виведення енергоблоків ТЕС із регульованої частини графіка є можливим, зокрема, у випадку вирівнювання добових графіків електричного навантаження енергосистеми, тобто у випадку збільшення навантаження енергосистеми в нічні години за рахунок зниження її навантаження у денний час, перш за все, в пікові періоди.

Крім того, необхідно також приймати до уваги ту обставину, що вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми неминуче приведе до зміни структури генеруючих потужностей, які будуть задіяні для покриття цього навантаження, тобто до зміни витрат безпосередньо на виробництво електроенергії. При цьому слід припустити, що саме зміна цих витрат може бути одним із основних джерел виникнення економії фінансових витрат в енергосистемі на виробництво електроенергії у випадку вирівнювання добових графіків її навантаження.

Для кількісної оцінки потенціалу економії витрат енергосистеми доцільно розглянути декілька сценаріїв, які відповідають поступовому вирівнюванню добових графіків її навантаження, тобто поступовому виведенню певної кількості енергоблоків ТЕС із регульованої частини цих графіків [174].

При цьому оцінка величини додаткових витрат ТЕС ГК на щодобові пуски їх енергоблоків, що задіяні для регулювання графіків навантаження енергосистеми, (та, відповідно, потенціалу зниження цих витрат) може бути одержана на підставі наступних міркувань.

Під час нічного провалу навантаження енергосистеми в основному виводяться в холодний резерв (зупиняються) теплові енергоблоки потужністю 150 та 200 МВт, а також корпуси блоків 300 МВт. Тобто, можна прийняти, що середня потужність енергоблоків ТЕС, що використовуються у регульованій частині графіку навантаження енергосистеми, складає 200 МВт.

Таким чином, виходячи з конфігурації добових графіків електричного навантаження ТЕС, може бути визначена загальна потужність енергоблоків ТЕС ( $P_{рег.тес}$ ), які щодобово необхідно задіяти в регульованій частині графіку навантаження енергосистеми, а також середня кількість цих енергоблоків

$(N_{\text{рег.мес}})$ :

$$N_{\text{рег.мес}} = \frac{P_{\text{рег.мес}}}{200}. \quad (3.1)$$

Очевидно, що щодобові пуски енергоблоків і корпусів ТЕС пов'язані зі значною додатковою витратою палива для розпалу котлоагрегатів, причому найбільш дорогого палива: природного газу чи мазуту.

Так, для пуску одного енергоблоку ТЕС із холодного резерву необхідно від 50 до 100 тис. куб. м природного газу (тобто, в середньому 75 тис. куб. м). Отже, при щодобовому виведенні в холодний резерв у нічний період відповідної кількості  $(N_{\text{рег.мес}})$  енергоблоків ТЕС річні витрати на паливо для їх пусків  $(Z_{\text{н.пуск}})$  можуть бути визначені як:

$$Z_{\text{н.пуск}} = N_{\text{рег.мес}} \cdot 75 \cdot 365 \cdot C_{\text{н.г}}, \quad (3.2)$$

де  $C_{\text{н.г}}$  – ціна природного газу, грн./тис. куб. м.

Однак це тільки вартість паливної складової. Реальні ж додаткові витрати на пуски теплових енергоблоків, що зупиняються на нічний період, мають дещо більшу величину. Виходячи з вартості пусків енергоблоків ТЕС, встановленої ДП «Енергоринок» для визначення оптової ринкової ціни електроенергії, повні додаткові витрати на щодобові пуски цих енергоблоків  $(Z_{\text{дод.пуск}})$  в середньому на 7 % перевищують вартість відповідної паливної складової [174].

Очевидно, що можливе зниження додаткових витрат ТЕС на щодобові пуски їх енергоблоків  $(\Delta Z_{\text{дод.пуск}})$  може бути визначено, виходячи з кількості енергоблоків ТЕС, що виключаються з регульованої частини графіків електричного навантаження енергосистеми  $(\Delta N_{\text{рег.мес}})$ , у випадку відповідного вирівнювання цих графіків:

$$\Delta Z_{\text{дод.пуск}} = (\Delta N_{\text{рег.мес}} \cdot 75 \cdot 365 \cdot C_{\text{н.г}}) \cdot 1,07. \quad (3.3)$$

Наступна складова додаткових витрат ТЕС ГК, частина енергоблоків яких задіяно в регульованій частині графіку навантаження енергосистеми, виникає у зв'язку з енергетично неефективними режимами роботи цих енергоблоків. Мова йде про те, що на теплових енергоблоках, що приймають участь в регулюванні

графіків покриття навантаження енергосистеми, знижується коефіцієнт використання їх встановленої потужності та відповідно зростає питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії.

Кількісну оцінку додаткових витрат ТЕС, пов'язаних зі зниженням енергетичної ефективності їх енергоблоків, що використовуються в якості маневрених генеруючих потужностей, (і, відповідно, потенціалу зниження цих витрат) можна отримати на підставі відповідних статистичних даних. Зокрема, ДП НЕК «Укренерго» в щорічних звітах приводить дані про середні фактичні значення коефіцієнтів використання встановленої потужності (КВВП) енергоблоків ТЕС ГК і середні величини їх питомої витрати умовного палива [174].

Результати проведених досліджень з використанням цих даних свідчать про те, що між середніми фактичними питомими витратами умовного палива енергоблоками ТЕС ( $b_{y.n}$ ) і середніми фактичними КВВП існує тісна статистична залежність. Це підтверджується, зокрема, достатньо високими чисельними значеннями коефіцієнта парної кореляції між величинами вказаних показників. При цьому очевидно, що значення середньої питомої витрати умовного палива на виробництво електроенергії такими енергоблоками знаходиться в обернено пропорційній залежності від середньої величини коефіцієнта використання їх встановленої потужності.

Отже, для кількісної оцінки додаткових витрат ТЕС, пов'язаних з використанням їх енергоблоків у регульованій частині графіку навантаження енергосистеми, (та, відповідно, потенціалу зниження цих витрат) перш за все, необхідно на підставі отриманих статистичних даних побудувати математичну модель залежності між згаданими показниками. У загальному вигляді таку модель з деяким спрощенням можна представити лінійними рівняннями парної регресії:

$$b_{y.n} = A + B \cdot \text{КВВП}, \quad (3.4)$$

де  $A$  та  $B$  – параметри (константи) рівняння регресії.



Використовуючи математичну модель (3.4), можна визначити, як в середньому зміниться питома витрата умовного палива на ТЕС при тій чи іншій зміні середнього КВВП їх енергоблоків. З цією метою на підставі даної залежності необхідно визначити два значення цього показника, що відповідають різним величинам КВВП енергоблоків ТЕС.

Перше зі значень питомої витрати палива слід визначати, виходячи з існуючих графіків навантаження енергосистеми, для покриття яких енергоблоки ТЕС використовуються як в базовій, так і в регульованій частині цих графіків. При цьому для існуючого графіка навантаження енергосистеми необхідно розрахувати середню потужність всіх теплових енергоблоків ( $P_{існ.мес}$ ), задіяних для покриття цього графіку.

Загальна встановлена потужність існуючих в Україні теплових енергоблоків дорівнює 28700 МВт. Отже, величина середнього КВВП енергоблоків ТЕС у відсотках для існуючого графіку навантаження енергосистеми визначається:

$$KBVP_{існ.} = \left( \frac{P_{існ.мес}}{28700} \right) \cdot 100. \quad (3.5)$$

При цьому середня питома витрата умовного палива тепловими енергоблоками, що використовуються для покриття існуючого графіку навантаження енергосистеми ( $b_{у.п.існ.}$ ), визначається за допомогою виразу (3.4) при підстановці в нього відповідного значення середнього КВВП ТЕС ( $KBVP_{існ.}$ ).

Друге значення питомої витрати умовного палива необхідно розраховувати, припускаючи, що існуючий графік навантаження енергосистеми буде тією чи іншою мірою змінено у напрямку його вирівнювання. У цьому випадку певна кількість енергоблоків ТЕС буде виключена з регульованої частини зміненого графіку та переведена в його базову частину. При цьому кількість електроенергії, що вироблятиметься енергоблоками ТЕС, збільшиться, отже, збільшиться середня потужність, цих блоків, задіяних для покриття зміненого графіку ( $P_{зм.мес}$ ), а також середній КВВП ( $KBVP_{зм.}$ ).

Середня питома витрата умовного палива тепловими енергоблоками, що

використовуються для покриття зміненого графіку навантаження енергосистеми ( $b_{y.n.зм.}$ ), аналогічно визначається на підставі рівняння регресії (3.4) при підстановці в нього відповідного значення середнього КВВП ТЕС ( $KBVP_{зм.}$ ).

Очевидно, що регресійна залежність (3.4) має певну похибку моделювання. Тобто, індивідуальні значення середньої питомої витрати умовного палива, отримані на підставі даного рівняння, тією чи іншою мірою будуть відрізнятися від фактичних значень цього показника, зафіксованих при тих же значеннях КВВП енергоблоків ТЕС.

Тому для того, щоб отримати більш точні кількісні оцінки середнього скорочення додаткових витрат ТЕС, пов'язаних з енергетично неефективними режимами роботи частини їх енергоблоків, що використовуються в якості маневрених генеруючих потужностей, необхідно виходити з величини відносного зниження середньої питомої витрати умовного палива енергоблоків ТЕС при відповідній зміні існуючих добових графіків навантаження енергосистеми [174]:

$$\Delta b_{y.n} = \frac{(b_{y.n.існ} - b_{y.n.зм})}{b_{y.n.існ}} \cdot 100\%. \quad (3.6)$$

Таким чином, величина можливого зниження додаткових витрат ТЕС, пов'язаних з енергетично неефективними режимами роботи частини їх енергоблоків ( $\Delta Z_{дод.реж.}$ ), при досягненні того чи іншого ступеню вирівнювання добових графіків електричного навантаження енергосистеми, може бути визначена:

$$\Delta Z_{дод.реж.} = W_{вир.тес} C_{п.вир} b_{y.n}, \quad (3.7)$$

де  $W_{вир.тес}$  – кількість електроенергії, що вироблена на ТЕС протягом відповідного періоду (року);

$C_{п.вир.}$  – середня величина паливної складової в собівартості електроенергії, що вироблена тепловими енергоблоками, грн. /кВт·год.

Як було сказано вище, при поступовому вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми можливим є не тільки збільшення базової

потужності ТЕС, але й інші зміни в покритті цих графіків. Зокрема, виключення певної кількості енергоблоків ТЕС із регульованої частини графіків навантаження ОЕС може компенсуватися відповідним збільшенням базової потужності АЕС при незмінній кількості базових енергоблоків ТЕС. Очевидно, що у даному випадку загальні витрати енергосистеми на виробництво електроенергії також будуть зменшуватись.

Можливе зниження витрат на виробництво електроенергії в результаті заміщення частини теплових енергоблоків відповідним збільшенням потужності енергоблоків АЕС ( $\Delta Z_{\text{вир.}}$ ) може бути визначено на підставі залежності [174]:

$$\Delta Z_{\text{вир.}} = \Delta W_{\text{вир.аес}} (C_{\text{вир.тес}} - C_{\text{вир.аес}}), \quad (3.8)$$

де  $\Delta W_{\text{вир.аес}}$  – збільшення об'єму електроенергії, що виробляється на АЕС протягом відповідного періоду (року);

$C_{\text{вир.тес}}$  і  $C_{\text{вир.аес}}$  – середня собівартість виробництва електроенергії енергоблоками ТЕС і АЕС, грн. /кВт·год.

Ще одна складова додаткових витрат енергосистеми, що виникають внаслідок використання енергоблоків ТЕС у регульованій частині графіків її навантаження, пов'язана з тим, що застосування таких енергоблоків в якості маневрених генеруючих потужностей не передбачено їх конструкцією. Робота енергоблоків ТЕС у режимі частотої зміни їх навантаження неминує призводить до підвищеного зношення обладнання, до зниження надійності його роботи, до підвищеної аварійності а, отже, й до збільшення витрат на планові та позапланові ремонти таких енергоблоків.

Безпосередній розрахунок додаткових витрат енергосистеми у зв'язку зі зниженням надійності роботи та підвищенням аварійності теплових енергоблоків є дуже складною задачею. Однак оцінка вказаних додаткових витрат може бути отримана непрямым шляхом на підставі аналізу статистичних даних Міністерства енергетики та вугільної промисловості України про кількість пусків–зупинень

енергоблоків ТЕС, пов'язаних з проведенням на них планових чи позапланових ремонтів, а також про фактичні щорічні витрати на виконання цих ремонтів [175].

При цьому згадані статистичні дані необхідно розглядати та аналізувати окремо для двох «різновидів» ТЕС: для тих станцій, які систематично (чи досить часто) використовуються у регульованій частині графіків навантаження, та для тих ТЕС, енергоблоки яких рідко (чи дуже рідко) використовуються в якості маневрених генеруючих потужностей енергосистеми.

Зрозуміло, що порівнювати між собою слід відповідні статистичні данні тих ТЕС, на яких склад енергоблоків є однаковим чи відрізняється незначно. У цьому випадку можна припустити, що більшість ремонтів і, відповідно, більші витрати на їх проведення, перш за все, викликані підвищенням аварійності енергоблоків у результаті їх використання в якості маневрених генеруючих потужностей енергосистеми.

В якості достатньо об'єктивної оцінки додаткових витрат енергосистеми у зв'язку зі зменшенням надійності роботи теплових енергоблоків, задіяних у регульованій частині графіків навантаження, може бути використана різниця між середньостатистичними значеннями витрат на ремонти, що відбувались на ТЕС першого та другого «різновиду». При цьому доцільно визначати питому величину цих додаткових витрат ( $Z_{\text{ит.рем.}}$ ) у розрахунку на один додатковий пуск–зупинення теплових енергоблоків:

$$Z_{\text{уд.рем}} = \frac{(Z_{\text{рем.рег}} - Z_{\text{рем.баз}})}{(N_{\text{пуск.рег}} - N_{\text{пуск.баз}})}, \quad (3.9)$$

де  $Z_{\text{рем.рег.}}$  та  $Z_{\text{рем.баз.}}$  — фактичні середні річні витрати на ремонти енергоблоків ТЕС, які відповідно систематично (досить часто) та дуже рідко використовуються в якості маневрених генеруючих потужностей енергосистеми;

$N_{\text{пуск.рег.}}$  та  $N_{\text{пуск.баз.}}$  — фактична середня кількість пусків–зупинень енергоблоків ТЕС, які відповідно систематично (досить часто) та дуже рідко використовуються для регулювання навантаження енергосистеми.

У випадку поступового вирівнювання графіків навантаження енергосистеми

можливе зниження додаткових витрат на ремонти енергоблоків ТЕС, що використовуються в якості маневрених генеруючих потужностей ( $\Delta Z_{\text{дод.рем.}}$ ), може бути оцінено, виходячи з очікуваного зменшення кількості щодобових пусків–зупинень цих енергоблоків ( $\Delta N_{\text{рег.мес}}$ ) [174]:

$$\Delta Z_{\text{дод.рем.}} = \Delta N_{\text{рег.мес}} Z_{\text{ит.рем.}} 365. \quad (3.10)$$

Таким чином, загальна величина можливого зниження витрат енергосистеми, пов'язаних із вимушеним використанням енергоблоків ТЕС в якості маневрених генеруючих потужностей, яка може бути досягнута в результаті вирівнювання добових графіків навантаження ( $\Delta Z_{\text{дод.заг.}}$ ), може бути визначена як сума приведених вище складових:

$$\Delta Z_{\text{дод.заг.}} = \Delta Z_{\text{дод.пуск}} + \Delta Z_{\text{дод.реж.}} + \Delta Z_{\text{вир.}} + \Delta Z_{\text{дод.рем.}}. \quad (3.11)$$

Приклад оцінки потенціалу зниження витрат енергосистеми на виробництво електроенергії у випадку поступового вирівнювання добових графіків її навантаження, що виконана з використанням викладених вище міркувань, наведено у додатку Б.

Очевидно, що кількісна оцінка величини можливого зниження витрат енергосистеми, пов'язаних з необхідністю покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність, що отримана з використанням методології, викладеної у даному підрозділі, не є достатньо точною та може бути використана тільки на початковому етапі формування механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності в енергосистемі.

Для коректного та результативного застосування даного механізму в подальшому необхідно розробити детальну методику, яка дасть змогу забезпечити потрібну точність визначення економії витрат ОЕС України на виробництво електроенергії, що виникає у випадку вирівнювання добових графіків її електричного навантаження.

Основою для створення такої методики, зокрема, можуть бути методичні

матеріали та програмні засоби, що використовуються у даний час оптовим постачальником електроенергії для планування покриття графіків електричного навантаження енергосистеми на добу наперед, а також для виконання інших розрахунків, у тому числі, фінансових, пов'язаних з функціонуванням оптового ринку електроенергії.

### **3.3. Ідея створення та переваги механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності в енергосистемі**

Як вже було сказано, попит споживачів на електричну потужність в ОЕС України протягом доби був і залишається досить нерівномірним. Необхідність покриття нерівномірного попиту на потужність суттєво ускладнює планування покриття навантаження ОЕС й управління режимами виробництва електроенергії, знижує економічність функціонування енергосистеми, а також негативно впливає на надійність електропостачання споживачів і якість електричної енергії.

Бажане поліпшення режимів виробництва електроенергії, підвищення надійності й економічності функціонування енергосистеми, забезпечення потрібної якості електроенергії значною мірою можуть бути досягнуті шляхом ефективного та цілеспрямованого управління попитом споживачів на електричну потужність або, інакше кажучи, шляхом управління режимами споживання електричної потужності в енергосистемі [176, 177].

Однак слід визнати, що діючі в Україні диференційовані за часом тарифи на електроенергію вже не відповідають сучасним умовам її виробництва та споживання. Можна стверджувати, що існуючі на цей час диференційовані тарифи вичерпали свої можливості дієвого стимулювання споживачів, які їх використовують, до подальших змін характеру попиту на електричну потужність, і тим самим, до подальшої активної участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми.

До того ж, як свідчить практика, існуючі диференційовані за часом тарифи вже не сприяють залученню нових, досить великих споживачів до вирішення проблеми покращення режимів виробництва електроенергії в ОЕС України.

Дослідження діючих диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію, результати якого наведено у розділі 2, дало можливість зробити висновок про те, що подальший розвиток ринкових методів управління режимами споживання електричної потужності в ОЕС України можна та доцільно здійснювати у напрямках, альтернативних простому вдосконаленню диференційованих за часом тарифів на електроенергію.

Одним із можливих напрямів вдосконалення ринкових методів управління попитом споживачів на електричну потужність є створення нових, більш дієвих механізмів залучення електропередавальних організацій і споживачів до участі у вирівнюванні графіків електричного навантаження енергосистеми. Причому такі механізми не повинні заміняти існуючу на сьогодні систему диференційованих за часом тарифів на електроенергію чи створювати будь-які перепони для подальшого їх використання та розвитку.

Метою розробки нових механізмів має бути створення додаткових, більш дієвих стимулів до активної участі електропередавальних організацій і споживачів в управлінні режимами виробництва та передачі електричної енергії в ОЕС України.

В якості такого, більш дієвого «інструменту» для залучення споживачів до вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми пропонується встановлення та використання при розрахунках між продавцями та покупцями електроенергії *плати за так званий профіль електричної потужності*, тобто за певну конфігурацію добових графіків електричного навантаження електропередавальних організацій, окремих споживачів чи їх груп [178].

Принципова особливість використання запропонованої плати полягає в тому, що вона буде здійснюватися *продавцями* електроенергії її *покупцям* в залежності від форми добових графіків їх попиту на електричну потужність.

Встановлення такої плати покладе початок формуванню ринку послуг, які активні споживачі електроенергії будуть цілеспрямовано надавати відповідним електропередавальним організаціям, а тим самим, і ОЕС України у вирішенні задачі подальшого вирівнювання добових графіків її електричного навантаження.

Така послуга полягає у тому, що окремі споживачі чи їх групи беруть на себе зобов'язання сформувати й у подальшому підтримувати певну, заздалегідь погоджену конфігурацію добових графіків свого електричного навантаження.

Звісно, на цьому ринку мають бути встановлено й узгоджено з НКРЕКП певні правила розподілу економії коштів, яка буде отримана в результаті вирівнювання добових графіків навантаження ОЕС, між всіма суб'єктами: електропередавальними організаціями, споживачами чи їх групами, що приймають безпосередню участь в регулюванні свого попиту на електричну потужність. У відповідності до цих правил оптовий постачальник електроенергії буде систематично (наприклад, щомісячно) здійснювати оплату електропередавальним організаціям, а останні – споживачам електроенергії за надання ними відповідних послуг.

Таким чином, основна ідея встановлення та використання плати за профіль електричної потужності полягає у тому, що як електропередавальні організації, так і споживачі, що приймають безпосередню участь у подальшому вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми, фактично будуть отримувати «індивідуальну», *адресну* знижку при сплаті за електроенергію, що купується ними за діючими тарифами [178].

Встановлення такої плати для розрахунків між оптовим постачальником електроенергії й електропередавальними організаціями, а також між електропередавальними організаціями та споживачами, з одного боку, не виключає подальшого використання існуючих диференційованих за часом тарифів на електроенергію та, тим самим, дає змогу зберегти вже досягнуті на даний момент результати вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми.

З іншого боку, введення вказаної плати за профіль електричної потужності дає можливість залучити до вирішення даної задачі як електропередавальні організації, так і нових споживачів, а також дієво управляти їх попитом на електричну потужність та, тим самим, створити умови для цілеспрямованого і



результативного подальшого вирівнювання графіків навантаження енергосистеми.

При цьому з урахуванням сказаного вище слід ще раз зазначити, що встановлення та використання плати за профіль електричного навантаження являє собою окремий напрямок розвитку ринкових механізмів управління попитом споживачів на електричну потужність, незалежний від вже існуючих в Україні інших методів такого управління та досягнутих результатів їх використання.

Тобто створення та застосування запропонованого механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності являє собою окремий проект (далі Проект), метою реалізації якого є підвищення ефективності використання органічного палива (природного газу, мазуту, вугілля) в ОЕС і, відповідно, витрат на це паливо. Окрім того, здійснення даного Проекту буде сприяти також зниженню витрат інших матеріальних ресурсів і коштів на виробництво електроенергії, яке може бути досягнуто в результаті подальшого вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми.

Здійснення такого Проекту видається можливим і доцільним як для ОЕС України, так і для енергетичних систем інших країн, що мають подібну структуру генеруючих потужностей.

Однією з головних переваг запропонованого механізму адресного управління попитом споживачів на потужність є те, що він може бути використаний без зміни існуючої системи тарифів на електроенергію, тобто без зміни (чи з мінімальними змінами) діючих нормативно-правових документів у даній сфері. А це, у свою чергу, дає можливість зменшити кількість потрібних погоджень і максимально скоротити час, необхідний для апробації та впровадження такого механізму.

Значною перевагою запропонованого механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності є також те, що економічне стимулювання участі електропередавальних організацій і споживачів у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми передбачається

здійснювати тільки по відношенню до тих з них, які заздалегідь заявили про свій намір і реально сприяли вирішенню даної задачі.

Дана обставина дає змогу зробити економічну вигоду кожної із таких електропередавальних організацій чи кожного зі споживачів набагато більшою, ніж у випадку «розпорошування» загальної економії витрат енергосистеми на всіх споживачів, що використовують диференційовані за часом тарифи на електроенергію, не залежно від їх внеску в досягнення цієї економії.

Ще однією безсумнівною перевагою запропонованого механізму адресного управління попитом споживачів на електричну потужність є те, що його реалізація дає можливість перейти з області невизначеності реакції споживачів на той, чи інший стимулюючий вплив, тобто, з області прогнозування очікуваних результатів цього впливу, до області їх планування.

#### **3.4. Загальний алгоритм функціонування механізму адресного управління попитом споживачів на електричну потужність**

Перш за все, необхідно відмітити, що участь електропередавальних організацій і споживачів у подальшому вирівнюванні графіків навантаження енергосистеми з використанням плати за профіль їх електричного навантаження є абсолютно добровільною і фіксується у відповідних договорах, діючих тільки у рамках даного Проекту [178].

До участі у Проекті подальшого вирівнювання графіків електричного навантаження енергосистеми з використанням запропонованого механізму адресного управління попитом на потужність можуть бути залучені споживачі електроенергії, що належать до будь-якої їх групи (як промислові, сільськогосподарські чи транспортні, так і побутові та інші споживачі). Причому це можуть бути споживачі, які використовують або не використовують на даний час диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію.

Електропередавальні організації та споживачі електроенергії, що бажають прийняти участь у Проекті, мають:

- укласти відповідний договір (електропередавальні організації – з оптовим постачальником електроенергії, а споживачі – з електропередавальними організаціями);

- встановити чи мати сучасні прилади комерційного обліку споживання електроенергії (придбання й установка відповідних приладів обліку може здійснюватись як за рахунок самих споживачів, так і за рахунок електропередавальних організацій; можливі також інші джерела фінансування);

- надати добові графіки свого електричного навантаження до участі у Проекті (побутові споживачі – характерні графіки, споживачі інших груп – режимні графіки навантаження; електропередавальні організації – середні фактичні графіки споживання електричної потужності).

Загальний алгоритм функціонування запропонованого механізму залучення споживачів до участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми шляхом встановлення плати за профіль їх електричної потужності може бути представлено у вигляді наступної схеми (рис. 3.1).

Згідно даної схеми функціонування механізму адресного управління попитом споживачів на електричну потужність можна розділити на три етапи: підготовчий, етап планування й етап остаточних розрахунків [178].

#### **3.4.1. Підготовчий етап**

*Рівень оптового постачальника електроенергії.* Дії, виконання яких є необхідним на цьому етапі, можуть бути розпочаті після того, як електропередавальні організації, що бажають прийняти участь у Проекті, уклали відповідні договори з оптовим постачальником електроенергії та надали свої середні фактичні графіки споживання електричної потужності.

На підставі отриманих графіків для групи обласних електропередавальних організацій (обленерго), які погодились приймати участь у Проекті подальшого вирівнювання графіків навантаження енергосистеми, а також для ОЕС у цілому визначаються оптимальні добові графіки навантаження.



У результаті виконання відповідних розрахунків має бути визначено:

- «оптимальні» графіки електричного навантаження окремо для кожної обленерго (з урахуванням їх взаємодії зі всіма іншими електропередавальними організаціями, що приймають участь у Проекті);
- «оптимальний» графік спільного навантаження всіх обленерго, що приймають участь у Проекті;
- оптимальний добовий графік навантаження ОЕС, тобто найбільш рівний її графік, який може бути досягнутий у результаті спільного впливу всіх обленерго, що приймають участь у Проекті.

При цьому «оптимальні» графіки навантаження електропередавальних організацій, що приймають участь у Проекті, являють собою таку конфігурацію їх добових графіків попиту на електричну потужність, при якій досягається найкращий із можливих результатів вирівнювання добових графіків навантаження ОЕС України.

Виходячи з «оптимальних» графіків навантаження, визначених для електропередавальних організацій, що бажають приймати участь у Проекті, окремо для кожної обленерго розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь її участі у формуванні «оптимального» графіка спільного навантаження всієї групи цих обленерго. Такий показник для стислості може бути названо *коефіцієнтом участі обленерго*.

Для існуючого на момент початку Проекту й оптимального добового графіка електричного навантаження ОЕС України з використанням відповідної методики визначаються додаткові витрати, пов'язані з необхідністю покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність. Тим самим, як різниця між відповідними величинами цих витрат, розраховується очікувана економія додаткових витрат енергосистеми, що виникає у випадку формування та підтримання кожною з електропередавальних організацій, що бажають прийняти участь у Проекті, «оптимальних» графіків їх електричного навантаження.

НКРЕКП встановлює певні правила розподілу очікуваної економії коштів, що виникає в наслідок реалізації Проекту, між генеруючими компаніями,

електропередавальними організаціями, а також споживачами електроенергії, що приймають участь у Проекті.

Встановлена на підставі вказаних правил загальна величина очікуваної економії додаткових витрат ОЕС, що призначена для електропередавальних організацій, розподіляється між окремими обленерго, що приймають участь у Проекті, пропорційно коефіцієнтам їх участі в формуванні оптимального графіка навантаження енергосистеми. Тобто визначається розмір очікуваної винагороди кожної електропередавальної організації, що бажає прийняти участь у Проекті, яка може бути отримана нею у випадку формування та підтримання відповідного «оптимального» добового графіку її попиту на електричну потужність.

Оптовий постачальник електроенергії доводить до кожної обленерго, що приймає участь у Проекті, визначений для неї «оптимальний» графік електричного навантаження, а також очікуваний розмір її винагороди за участь в формуванні оптимального добового графіка електричного навантаження ОЕС України.

*Рівень електропередавальної організації.* Дії, виконання яких є необхідним на цьому етапі, можуть бути розпочаті після того, як споживачі (окремі чи їх групи), що бажають прийняти участь у Проекті, уклали відповідні договори з електропередавальною організацією та надали їй свої режимні чи характерні добові графіки електричного навантаження.

На підставі отриманих графіків для кожного зі споживачів, які погодились прийняти участь у Проекті подальшого вирівнювання графіків електричного навантаження ОЕС України, визначаються «оптимальні» добові графіки електричного навантаження.

При цьому «оптимальні» графіки електричного навантаження споживачів, що бажають прийняти участь у Проекті, визначають таку конфігурацію їх добових графіків попиту на електричну потужність, при якій досягається максимально можливе наближення добових графіків навантаження електропередавальної організації до «оптимального» графіку, встановленого для неї на рівні оптового постачальника електроенергії.

Для кожного споживача, що приймає участь у Проекті, виходячи з його існуючого й «оптимального» графіків електричного навантаження, формується низка проміжних графіків його попиту на електричну потужність (так зване «меню» профілів електричного навантаження). Кожний графік із запропонованого споживачу «меню» являє собою один з проміжних етапів поступового наближення конфігурації його існуючого добового графіка навантаження до визначеного для нього «оптимального» графіку попиту на електричну потужність.

На підставі «оптимальних» графіків електричного навантаження, визначених для споживачів, що бажають прийняти участь у Проекті, окремо для кожного з них розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь участі даного споживача у формуванні «оптимального» графіка навантаження електропередавальної організації (обленерго). Такий показник для стислості може бути названо *коефіцієнтом участі споживача*.

Визначена на рівні оптового постачальника електроенергії загальна величина очікуваної винагороди даної електропередавальної організації, яка може бути отримана нею у випадку формування та підтримки відповідного «оптимального» добового графіка її попиту на електричну потужність, розподіляється між окремими споживачами, що приймають участь у Проекті, пропорційно коефіцієнтам їх участі у формуванні «оптимального» графіку електричного навантаження даної обленерго. Тобто тим самим визначається розмір очікуваної винагороди кожного споживача, що бажає прийняти участь у Проекті, яка може бути отримана ним у випадку формування та підтримання відповідного «оптимального» добового графіку його попиту на електричну потужність.

Для кожного споживача, що приймає участь у Проекті, виходячи з визначеного для нього розміру очікуваної винагороди, шляхом лінійної інтерполяції розраховується очікувана величина винагороди, яка може бути отримана ним у випадку формування та підтримання того чи іншого проміжного добового графіка його попиту на електричну потужність. Очевидно, що отримані таким чином очікувані величини винагороди являють собою лише попередню

оцінку «вартості» послуги споживача, яка полягає у формуванні та підтриманні кожного з проміжних графіків його навантаження, запропонованих у вигляді відповідного «меню». Така попередня оцінка є певним орієнтиром, призначеним допомогти споживачам обрати один із запропонованих їм проміжних графіків попиту на електричну потужність, який на відповідний момент часу є для них технічно досяжним й економічно доцільним.

Електропередавальна організація доводить до кожного споживача, що приймає участь у Проекті, визначене для нього «меню» профілів електричного навантаження, а також очікуваний розмір винагороди за формування та підтримання ним кожного з запропонованих у цьому «меню» проміжних графіків попиту на електричну потужність.

### ***3.4.2. Етап планування***

*Рівень електропередавальної організації.* На даному етапі кожний споживач, що приймає участь у Проекті, має вибрати один із проміжних графіків (профілів) попиту на електричну потужність, запропонованих йому у вигляді відповідного «меню». Споживач може обрати також деякий «індивідуальний», розроблений ним самим варіант добового графіка його попиту на потужність. При цьому єдина умова прийнятності будь-якого «індивідуального» варіанту графіка навантаження споживача полягає у тому, що цей графік має знаходитись у межах запропонованого «меню» проміжних профілів навантаження.

Іншими словами, кожний споживач обирає таку конфігурацію свого характерного добового графіка електричного навантаження, яку він зобов'язується сформувати та підтримувати протягом визначеного періоду часу (наприклад, місяця). Конфігурація вибраних споживачами графіків навантаження фіксується у договорах, укладених ними з електропередавальною організацією на відповідний період.

Виходячи зі складу споживачів, що приймають участь у Проекті, й обраних ними графіків (профілів) електричного навантаження, електропередавальна організація формує плановий добовий графік свого електричного навантаження,



котрий може бути досягнений і буде підтримуватися нею на протязі відповідного планового періоду (наприклад, місяця).

На підставі графіків електричного навантаження, обраних споживачами, що приймають участь у Проекті, окремо для кожного з них розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь участі даного споживача у формуванні планового графіка навантаження електропередавальної організації (*плановий коефіцієнт участі споживача*).

Кожна обленерго, що приймає участь у Проекті, надає оптовому постачальнику електроенергії сформований нею плановий добовий графік свого електричного навантаження.

*Рівень оптового постачальника електроенергії.* На підставі планових добових графіків попиту на електричну потужність, наданих всіма електропередавальними організаціями, що приймають участь у Проекті, формується плановий графік електричного навантаження ОЕС України.

Виходячи з планових графіків навантаження електропередавальних організацій, що приймають участь у Проекті, окремо для кожної обленерго розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь її участі у формуванні планового добового графіка навантаження ОЕС (*плановий коефіцієнт участі обленерго*).

Для планового добового графіку навантаження ОЕС із використанням відповідної методики визначаються додаткові витрати, пов'язані з необхідністю покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність. Тим самим розраховується планова величина економії додаткових витрат енергосистеми, що виникає у випадку формування та підтримання кожною з енергопостачальних організацій, що приймають участь у Проекті, планових графіків їх електричного навантаження.

Отримана таким чином загальна величина планової економії додаткових витрат ОЕС розподіляється між окремими обленерго, що приймають участь у Проекті, пропорційно плановим коефіцієнтам їх участі у формуванні планового графіка навантаження енергосистеми. Тобто визначається розмір запланованої

винагороди кожної електропередавальної організації, що приймає участь у Проекті, яка може бути отримана нею у випадку формування та підтримання відповідного планового добового графіка її попиту на електричну потужність.

До кожної обленерго, що приймає участь у Проекті, доводиться визначений для неї плановий розмір винагороди за участь в формуванні планового добового графіка електричного навантаження ОЕС України.

*Рівень електропередавальної організації.* Визначена на рівні оптового постачальника електроенергії загальна величина планової винагороди даної електропередавальної організації, яка може бути отримана нею у випадку формування та підтримання планового добового графіка її попиту на електричну потужність, розподіляється між окремими споживачами, що приймають участь у Проекті, пропорційно плановим коефіцієнтам їх участі в формуванні планового графіка навантаження даної обленерго. Тобто тим самим визначається розмір запланованої винагороди кожного споживача, що приймає участь у Проекті, яка може бути отримана ним у випадку формування та підтримання вибраного проміжного (планового) графіка попиту на електричну потужність.

До кожного споживача, що приймає участь у Проекті, доводиться визначений для нього розмір планової винагороди за формування та підтримку вибраного ним проміжного (планового) графіка електричного навантаження.

### ***3.4.3. Етап остаточних розрахунків***

*Рівень електропередавальної організації.* Після закінчення відповідного планового періоду кожний споживач, що приймає участь у Проекті, має надати електропередавальній організації фактичний добовий графік (профіль) свого попиту на електричну потужність.

З урахуванням наданих споживачами графіків формується фактичний графік електричного навантаження електропередавальної організації (обленерго).

На підставі фактичних добових графіків навантаження споживачів, що приймають участь у Проекті, окремо для кожного з них розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь участі даного споживача у

формуванні фактичного графіку навантаження електропередавальної організації (*фактичний коефіцієнт участі споживача*).

Кожна обленерго, що приймає участь у Проекті, надає оптовому постачальнику електроенергії фактичний добовий графік свого електричного навантаження.

*Рівень оптового постачальника електроенергії.* Виходячи з фактичних графіків навантаження електропередавальних організацій, що приймають участь у Проекті, окремо для кожної обленерго розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь її участі у формуванні фактичного добового графіка навантаження ОЕС (*фактичний коефіцієнт участі обленерго*).

Для фактичного добового графіка навантаження ОЕС з використанням відповідної методики визначаються додаткові витрати, пов'язані з необхідністю покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність. Тим самим розраховується фактична величина економії додаткових витрат енергосистеми, що виникає у результаті формування та підтримання кожною з електропередавальних організацій, що приймають участь у Проекті, фактичних графіків їх електричного навантаження.

Отримана таким чином загальна величина фактичної економії додаткових витрат ОЕС розподіляється між окремими обленерго, що приймають участь у Проекті, пропорційно фактичним коефіцієнтам їх участі у формуванні фактичного графіка навантаження енергосистеми. Тобто визначається розмір фактичної винагороди кожної з електропередавальних організацій, що приймає участь у Проекті, яка має бути отримана нею у зв'язку з формуванням і підтриманням фактичного добового графіка її попиту на електричну потужність.

Оптовий постачальник електроенергії у встановленому порядку перераховує кожній обленерго, що приймає участь у Проекті, визначену для неї суму винагороди за участь у формуванні фактичного добового графіка навантаження ОЕС.

*Рівень електропередавальної організації.* Загальна сума фактичної винагороди електропередавальної організації, перерахована їй оптовим

постачальником електроенергії за формування та підтримання фактичного добового графіка її попиту на електричну потужність, розподіляється між окремими споживачами, що приймають участь у Проекті, пропорційно фактичним коефіцієнтам їх участі у формуванні фактичного графіка навантаження даної обленерго. Тобто тим самим визначається розмір фактичної винагороди кожного споживача, що приймає участь у Проекті, яка має бути отримана ним у зв'язку з формуванням і підтриманням фактичного добового графіка попиту на електричну потужність.

Електропередавальна організація у встановленому порядку перераховує кожному споживачу, що приймає участь у Проекті, визначену для нього суму винагороди за формування та підтримання його фактичного добового графіка електричного навантаження.

### **3.5. Визначення оптимальних графіків і формування «меню» профілів електричного навантаження**

Згідно схеми, наведеної у попередньому підрозділі (рис. 3.1), у результаті здійснення підготовчого етапу функціонування механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності для кожного споживача, що бажає прийняти участь в Проекті (чи для групи таких споживачів), має бути сформовано «меню» запропонованих йому добових графіків (профілів) попиту на потужність, конфігурація яких тією чи іншою мірою буде сприяти вирівнюванню графіків навантаження енергосистеми.

Першим кроком у формуванні таких меню є визначення «оптимальних» графіків навантаження. На початку «оптимальні» графіки навантаження мають бути визначені на рівні ОЕС для кожної електропередавальної організації, які погодились прийняти участь в Проекті.

Для енергетичної системи найбільш бажаним режимом виробництва і споживання електроенергії є робота з ідеально рівним графіком навантаження, при якому годинні значення потужності, що споживається, були б рівні її середньодобовій величині. Отже, необхідно знайти такі значення погодинного

навантаження відповідних електропередавальних організацій (обленерго), при яких буде досягнуто найбільш рівний із можливих добових графіків електричного навантаження ОЕС.

Як зазначалось раніше, одним із найбільш очевидних статистичних показників, що характеризують нерівномірність добових графіків навантаження будь-яких об'єктів, є дисперсія погодинних величин електричного навантаження. Таким чином, визначення потрібних графіків навантаження обленерго, що приймають участь у Проекті, можна сформулювати у вигляді відповідної оптимізаційної задачі, цільова функція якої має вигляд:

$$\sum_{j=1}^{24} (P_{ec.j} - P_{ec.сер.})^2 \rightarrow \min, \quad (3.12)$$

де  $P_{ec.j}$  – можлива величина електричного навантаження енергосистеми в  $j$ -ту годину доби, що визначається на кожному кроці вирішення оптимізаційної задачі;

$P_{ec.сер.}$  – середньодобове значення навантаження енергосистеми.

У свою чергу, можливі значення навантаження енергосистеми, що розраховуються на кожному кроці оптимізації, визначаються:

$$P_{ec.j} = P_{інші.обл.j} + \sum_{i=1}^{N_{обл.}} P_{обл.i,j}, \quad (3.13)$$

де  $P_{інші.обл.j}$  – електричне навантаження в  $j$ -ту годину доби всіх інших електропередавальних організацій (обленерго), що не приймають участь у Проекті (у процесі вирішення оптимізаційної задачі залишається незмінним);

$N_{обл.}$  – кількість обленерго, що беруть участь у Проекті;

$P_{обл.i,j}$  – величина електричного навантаження  $i$ -го обленерго в  $j$ -ту годину доби, що визначається на кожному кроці оптимізації (змінна оптимізації).

Отже, під час вирішення даної задачі змінними оптимізації є годинні значення електричного навантаження кожної з електропередавальних організацій (обленерго), що приймають участь у Проекті. При цьому загальна кількість змінних оптимізації ( $N_{змін.опт.}$ ) складає:

$$N_{\text{змін.опт}} = 24N_{\text{обл.}} \quad (3.14)$$

На числові значення кожної зі змінних оптимізації накладаються наступні обмеження:

$$\begin{aligned} P_{\text{обл.}ij.\text{min}} &\leq P_{\text{обл.}ij} \leq P_{\text{обл.}ij.\text{max}}; \\ P_{\text{обл.}ij} &> 0, \end{aligned} \quad (3.15)$$

де  $P_{\text{обл.}ij.\text{min}}$  та  $P_{\text{обл.}ij.\text{max}}$  – відповідно мінімально та максимально можлива величина електричного навантаження  $i$ -го обленерго в  $j$ -ту годину доби (визначаються кожною обленерго, що бере участь у Проекті, до початку вирішення оптимізаційної задачі).

Таким чином, визначення «оптимальних» графіків навантаження електропередавальних організацій, що беруть участь у Проекті, являє собою задачу дискретного квадратичного програмування з обмеженнями, для вирішення котрої можуть бути використані методи прямого пошуку оптимального значення цільової функції  $n$  змінних, зокрема, метод покоординатного спуску чи метод Хука-Дживса [179, 180].

Погодинні значення навантаження відповідних електропередавальних організацій (обленерго), знайдені у процесі вирішення розглянутої оптимізаційної задачі з використанням одного з вказаних методів, забезпечують найкращий із можливих результатів вирівнювання добового графіка електричного навантаження ОЕС (за умови участі у Проекті тільки відповідних обленерго).

Очевидно, що цей результат буде досягнуто у тому випадку, якщо обленерго, що беруть участь у Проекті, сформулюють та будуть підтримувати визначені для них «оптимальні» добові графіки навантаження. Тому встановлені на рівні ОЕС «оптимальні» графіки навантаження мають бути доведені до кожної електропередавальної організації, що бере участь у Проекті.

Не менш очевидно також, що обленерго не можуть самостійно формувати свої графіки електричного навантаження. Ці графіки утворюються у результаті складення графіків навантаження відповідних споживачів (чи груп споживачів),

що приєднані до мереж цих електропередавальних організацій. Тому для досягнення знайденого раніше найбільш рівного з можливих добових графіків електричного навантаження ОЕС на рівні кожної обленерго необхідно визначити «оптимальні» графіки навантаження споживачів (чи груп споживачів), що погодились брати участь у Проекті.

З цією метою окремо для кожної електропередавальної організації, що бере участь у Проекті, також має бути вирішена оптимізаційна задача, подібна до тієї, що вирішується на рівні ОЕС. Однак вирішення даної задачі на рівні обленерго має одну особливість.

Мова йде про те, що у процесі визначення «оптимальних» графіків навантаження споживачів (чи їх груп) необхідно знайти такі значення їх погодинного навантаження, при яких буде досягнуто не найбільш рівний із можливих добових графіків навантаження відповідної електропередавальної організації, а буде забезпечуватись формування «оптимального» графіка навантаження, встановленого раніше для даної обленерго на рівні ОЕС.

У зв'язку з цією особливістю цільова функція оптимізаційної задачі, що вирішується у кожній обленерго відрізняється від залежності (3.12) та має вигляд:

$$\sum_{j=1}^{24} (P_{обл.j} - P_{опт.обл.j})^2 \rightarrow \min, \quad (3.16)$$

де  $P_{обл.j}$  – можлива величина електричного навантаження в  $j$ -ту годину доби обленерго, що бере участь у Проекті, яка визначається на кожному кроці вирішення оптимізаційної задачі;

$P_{опт.обл.i,j}$  – навантаження даної обленерго в  $j$ -ту годину доби у відповідності з раніше визначеним для неї на рівні енергосистеми «оптимальним» добовим графіком.

Подібно до залежності (3.13) можливі годинні значення навантаження обленерго, що обчислюються на кожному кроці оптимізації, визначаються за виразом:

$$P_{обл.j} = P_{інші.спож.j} + \sum_{i=1}^{N_{спож.}} P_{спож.ij}, \quad (3.17)$$

де  $P_{\text{інші.спож.}j}$  – електричне навантаження в  $j$ -ту годину доби всіх інших споживачів, що не беруть участі у Проекті (у процесі вирішення оптимізаційної задачі залишається незмінним);

$N_{\text{спож.}}$  – кількість споживачів, що приєднані до мереж даної електропередавальної організації та беруть участь у Проекті;

$P_{\text{спож.}i,j}$  – величина електричного навантаження в  $j$ -ту годину доби  $i$ -го споживача, що бере участь у Проекті, яка визначається на кожному кроці оптимізації (змінна оптимізації).

Таким чином, при вирішенні даної задачі на рівні обленерго змінними оптимізації є годинні значення електричного навантаження кожного зі споживачів, що приєднані до мереж даної електропередавальної організації та беруть участь у Проекті. При цьому загальна кількість змінних оптимізації ( $N_{\text{змін.опт.}}$ ) для кожної обленерго складає:

$$N_{\text{змін.опт}} = 24N_{\text{спож.}} \quad (3.18)$$

Як і на рівні ОЕС, при вирішенні даної задачі на рівні обленерго на числові значення кожної зі змінних оптимізації накладаються наступні обмеження:

$$\begin{aligned} P_{\text{спож.}ij.\min} \leq P_{\text{спож.}ij} \leq P_{\text{спож.}ij.\max}; \\ P_{\text{спож.}ij} > 0, \end{aligned} \quad (3.19)$$

де  $P_{\text{спож.}i,j.\min}$  та  $P_{\text{спож.}i,j.\max}$  – відповідно мінімально та максимально можлива величина електричного навантаження в  $j$ -ту годину доби  $i$ -го споживача, що приєднаний до мереж даної електропередавальної організації та приймає участь у Проекті, (визначаються кожним споживачем, що бере участь у Проекті, до початку вирішення оптимізаційної задачі).

Для вирішення розглянутої оптимізаційної задачі у кожній обленерго, що бере участь у Проекті, можуть бути використані ті ж методи, що й при вирішенні подібної задачі на рівні ОЕС.

Погодинні значення навантаження відповідних споживачів електроенергії, знайдені у процесі вирішення розглянутої оптимізаційної задачі на рівні кожної



обленерго, забезпечують формування добового графіка її електричного навантаження, максимально наближеного до «оптимального» графіку, визначеного раніше для даної електропередавальної організації на рівні енергосистеми.

Очевидно, що цей результат буде досягнутий у тому випадку, якщо всі споживачі, які приєднані до мереж даної електропередавальної організації та приймають участь у Проекті, сформують і будуть підтримувати визначені для них «оптимальні» добові графіки навантаження. Тому встановлені на рівні обленерго «оптимальні» графіки навантаження споживачів мають бути доведені до кожного споживача електроенергії, що бере участь у Проекті.

«Оптимальні» добові графіки навантаження, встановлені відповідною обленерго для кожного споживача, що приєднаний до її мережі та приймає участь у Проекті, тією чи іншою мірою є ідеальними. Принаймні, для більшості споживачів формування та підтримання «оптимальних» графіків навантаження, без сумніву, можуть потребувати достатньо тривалого часу.

Проте, для ефективного залучення споживачів до вирівнювання графіків навантаження енергосистеми кожний із них вже з самого початку Проекту має бути не просто потенційно зацікавлений у регулюванні характеру свого попиту на електричну потужність у віддаленій перспективі. Кожний споживач, що бере участь у Проекті, повинен мати можливість ставити перед собою короткострокові цілі поступової зміни конфігурації своїх графіків навантаження й успішно досягати їх.

Тому для кожного зі споживачів, що беруть участь у Проекті, весь «шлях» від існуючого до «оптимального» графіку їх електричного навантаження має бути розділено на декілька етапів (черг). При цьому для кожного з етапів необхідно побудувати відповідний проміжний графік навантаження, досягнення якого є більш реальним.

Побудова таких проміжних графіків може бути здійснена наступним чином. Перш за все, необхідно визначити різницю електричного навантаження у кожному

годину доби між «оптимальним» та існуючим графіком попиту на потужність групи споживачів (чи окремого споживача), що розглядається:

$$\Delta P_{\text{спож.}j} = P_{\text{опт.спож.}j} - P_{\text{існ.спож.}j}, \quad (3.20)$$

де  $P_{\text{опт.спож.}j}$  та  $P_{\text{існ.спож.}j}$  – величина електричного навантаження даної групи споживачів в  $j$ -ту годину доби згідно «оптимального» та існуючого графіків його навантаження.

Отримані з використанням залежності (3.20) різниці слід розділити на потрібну кількість проміжних графіків навантаження ( $N_{\text{пром.гр.}}$ ), визначивши тим самим середню величину ( $\Delta P_{\text{спож.сер.}j}$ ) зміни годинних навантажень даної групи споживачів від кожного попереднього до наступного етапу регулювання характеру попиту даної групи споживачів на електричну потужність:

$$\Delta P_{\text{спож.сер.}j} = \frac{\Delta P_{\text{спож.}j}}{N_{\text{пром.гр.}}}. \quad (3.21)$$

Додаючи вказані середні величини зміни годинних навантажень розглянутої групи споживачів до годинних значень потужності, що утворюють її існуючий графік навантаження (чи відповідний попередній проміжний графік), можна отримати необхідну кількість проміжних графіків поступової зміни характеру попиту на електричну потужність даної групи споживачів:

$$\Delta P_{\text{спож.пром.}ij} = \Delta P_{\text{спож.пром.}(i-1)j} + \Delta P_{\text{спож.сер.}j}, \quad (3.22)$$

де  $P_{\text{спож.пром.}(i-1)j}$  та  $\Delta P_{\text{спож.пром.}ij}$  – величина електричного навантаження групи споживачів, що розглядається, в  $j$ -ту годину доби відповідно для деякого попереднього  $(i-1)$ -го та наступного  $i$ -го проміжного графіків.

Отримані таким чином проміжні графіки, можна розглядати як деяке «меню» бажаних для енергосистеми профілів електричного навантаження, які у подальшому можуть бути запропоновані для вибору споживачам.

Нижче наведено приклад формування «меню» бажаних профілів навантаження для деякої групи споживачів. Існуючий графік навантаження даної

групи споживачів, а також визначений для неї «оптимальний» графік навантаження наведено відповідно на рис. 3.2 та 3.3.

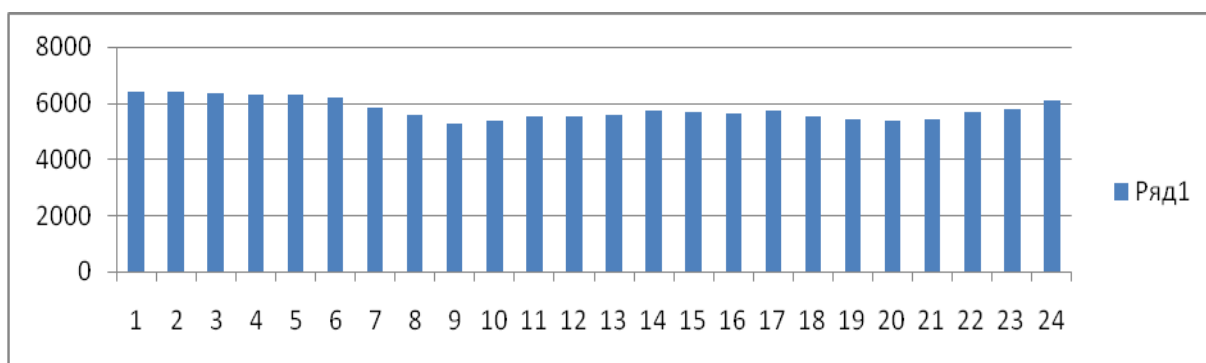


Рисунок 3.2 – Існуючий графік електричного навантаження групи споживачів, що розглядається

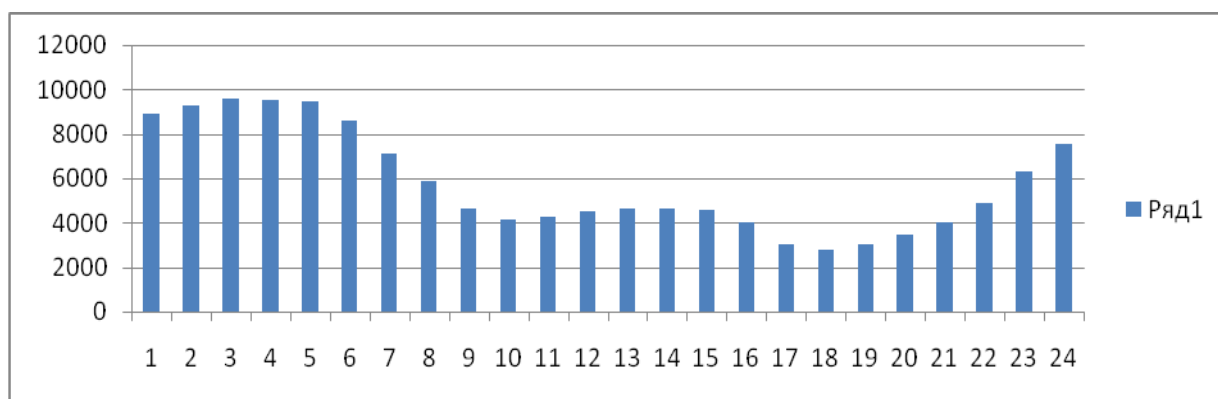


Рисунок 3.3 – «Оптимальний» графік електричного навантаження даної групи споживачів

Сформовані для групи споживачів, що розглядається, проміжні графіки її електричного навантаження, які являють собою проміжні етапи поступового переходу від існуючого до «оптимального» графіку попиту на потужність, представлено на рис. 3.4 та 3.5.

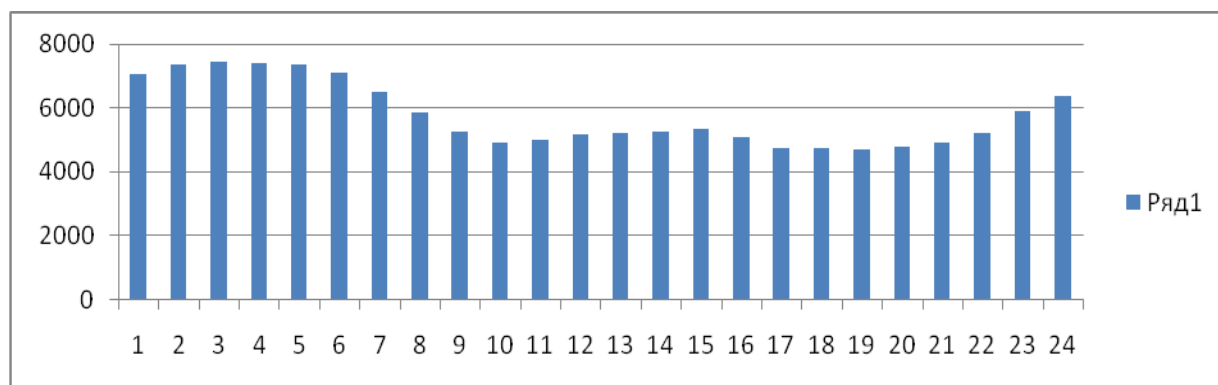


Рисунок 3.4 – Бажаний для енергосистеми графік електричного навантаження групи споживачів, що розглядається (проміжний графік № 1)

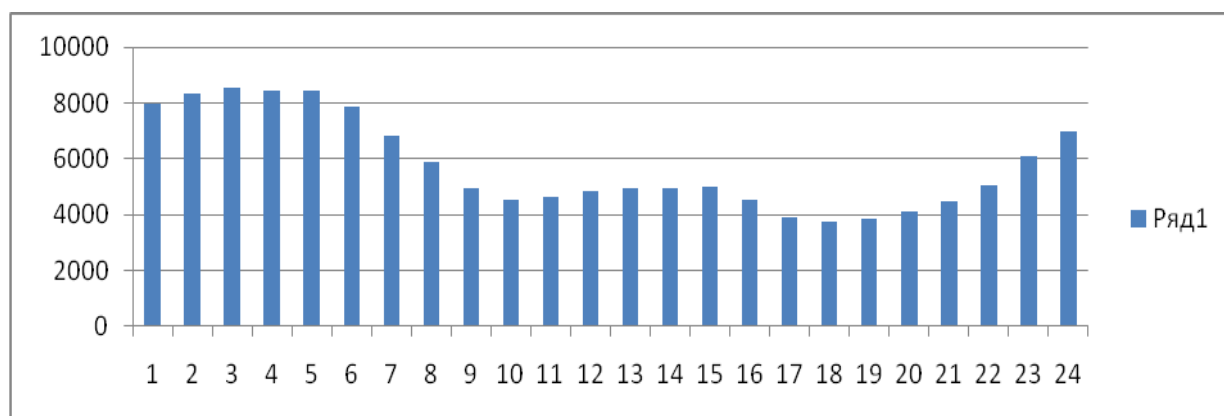


Рисунок 3.5 – Бажаний для енергосистеми графік електричного навантаження даної групи споживачів (проміжний графік № 2)

Сформовані для групи споживачів, що розглядається, проміжні графіки її електричного навантаження (рис. 3.4 та 3.5) являють собою деяке «меню» бажаних для енергетичної системи профілів навантаження даної групи споживачів, кожний з яких є проміжним етапом поступового переходу від існуючого до «оптимального» графіку попиту на електричну потужність.

Приклад побудови та функціонування механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності в енергетичній системі наведено у додатках В та Г.

### 3.6. Необхідна нормативно-правова та методична підтримка реалізації Проекту

Для створення та практичного використання запропонованого механізму залучення споживачів до вирівнювання добових графіків електричного навантаження енергосистеми необхідно попередньо вирішити низку науково-дослідницьких задач, результати яких мають бути представлені у вигляді відповідних нормативно-правових актів і методичних документів Міністерства енергетики та вугільної промисловості України та НКРЕКП.

Зокрема, необхідно розробити більш строгу методологію (а у подальшому – методику):

- формування «меню» бажаних для енергосистеми профілів електричного навантаження споживачів;

- оцінки додаткових витрат ОЕС, пов'язаних із необхідністю покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність;
- розрахунку зниження (економії) додаткових витрат енергосистеми в результаті вирівнювання добових графіків її електричного навантаження;
- визначення участі електропередавальних організацій і споживачів електроенергії (чи їх груп) у досягненні відповідних результатів вирівнювання графіків електричного навантаження енергосистеми.

Крім того, для створення й успішного застосування запропонованого механізму має бути розроблено чіткі правила розподілу економії додаткових витрат енергосистеми, отриманої в результаті вирівнювання добових графіків її електричного навантаження, між всіма суб'єктами енергоринку, що приймають безпосередню участь у реалізації Проекту адресного управління режимами споживання електричної потужності в ОЕС України.

### **Висновки до розділу 3**

1. Одним із можливих напрямів удосконалення ринкових методів управління попитом споживачів на електричну потужність є створення нових, більш дієвих механізмів залучення електропередавальних організацій і споживачів до участі у вирівнюванні графіків електричного навантаження енергосистеми.

2. Дієвим «інструментом» залучення споживачів до вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми може служити встановлення та використання при розрахунках між продавцями і покупцями електроенергії плати за профіль електричної потужності, тобто за певну конфігурацію добових графіків електричного навантаження електропередавальних організацій, окремих споживачів чи їх груп.

3. Встановлення плати за профіль електричного навантаження являє собою окремий напрямок розвитку ринкових механізмів управління попитом споживачів на електричну потужність, незалежний від вже існуючих в Україні інших методів такого управління та досягнутих результатів їх застосування.

4. Метою створення запропонованого механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності є зниження витрати органічного палива (природного газу, мазуту, вугілля), інших матеріальних та фінансових ресурсів на виробництво електроенергії шляхом подальшого вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми.

5. Однією з переваг запропонованого механізму адресного управління режимами споживання електричної потужності є те, що економічне стимулювання участі електропередавальних організацій і споживачів у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми передбачається здійснювати тільки по відношенню до тих із них, які заздалегідь заявили про свій намір і реально сприяли вирішенню даної задачі.

6. Ще одною безсумнівною перевагою запропонованого механізму є те, що його використання дає змогу перейти з області невизначеності реакції споживачів на той, чи інший стимулюючий вплив, тобто, з області прогнозування очікуваних результатів цього впливу, до області їх планування.

7. Застосування запропонованого механізму адресного управління попитом споживачів на електричну потужність дасть можливість створити більш дієві стимули до активної участі електропередавальних організацій і споживачів в управлінні режимами виробництва та передачі електричної енергії в ОЕС України.

8. Подібні механізми, побудовані з використанням запропонованої у даному розділі методології, можуть бути застосовані для дієвого управління попитом споживачів на інші види енергетичних ресурсів.

9. Виходячи з наведених у розділі 1 напрямів вирішення існуючих проблем функціонування ОЕС України, з боку енергосистеми обов'язково має здійснюватись також управління процесами створення та використання споживачами децентралізованих, у тому числі, відновлюваних джерел енергії, а також процесами енергозбереження у споживачів. Для цього необхідно розробити та використовувати окремі «інструменти», які можуть бути побудовані на тих же

принципах, що й наведений у даному розділі механізм адресного управління попитом споживачів на електричну потужність.

## РОЗДІЛ 4

### ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ І ПРОБЛЕМА ОЦІНКИ ТА КОНТРОЛЮ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

#### **4.1. Проблема кількісної оцінки та контролю ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів та її роль у досягненні необхідних результатів енергозбереження**

В умовах недостатньої забезпеченості власними ПЕР, систематичного зростання цін на вітчизняні та імпортовані енергоресурси, для нашої держави все більш нагальною стає необхідність практичного вирішення задач енергозбереження в усіх ланках національної економіки, і перш за все, у промисловості, яка залишається найбільшим споживачем палива та енергії всіх видів.

Енергозбереження необхідно розглядати як надзвичайно важливе і цілком реальне додаткове «джерело» ПЕР для України (відомо, що уникнення нераціонального споживання одиниці енергії дозволяє зберігати на стадії її виробництва та передачі більше трьох одиниць первинних енергоресурсів). До того ж це «джерело» є економічно більш ефективним, ніж інші шляхи скорочення дефіциту ПЕР в державі. (зокрема, підраховано, що витрати на створення 1 кВт нових енергогенеруючих потужностей у два-три рази перевищують витрати на зменшення споживання електричної потужності на ту ж величину).

Необхідність якнайскорішого вирішення проблеми енергозбереження в Україні не викликає ні в кого жодних сумнівів. Усвідомлюється ця необхідність і на найвищому, державному рівні. Про це свідчить, зокрема, те, що ще у 1995 році у нашій державі був прийнятий Закон «Про енергозбереження», що в країні було створено Державний комітет і Державну інспекцію з енергозбереження, були розроблені Комплексна державна програма з енергозбереження (КДПЕ), Державна програма підтримки НВДЕ, численні регіональні та галузеві програми з енергозбереження, здійснюється моніторинг виконання цих програм.



Протягом попередніх 20 років в Україні розроблена та запроваджена значна кількість законодавчих актів, нормативно-правових та методичних документів зі енергозбереження. В країні виконувались та продовжують виконуватись науково-дослідні та дослідно-конструкторські розробки у галузі створення енергозберігаючого обладнання, технологій та заходів, впровадження яких дозволило б значно підвищити ефективність використання ПЕР у нашій державі.

Однак, з іншого боку не можна стверджувати, що в країні за цей досить тривалий час досягнуто значних практичних результатів у сфері енергозбереження. Навпаки, на початку 90-х років в Україні відбулося значне збільшення енергоємності валового внутрішнього продукту (ВВП). І тільки після 2000 року цей показник дещо стабілізувався і, навіть, з'явилася деяка тенденція його зменшення. Очевидно, що незначне скорочення енергоємності ВВП (в межах 10 %) не можна вважати достатньо суттєвим результатом енергозбереження. (Для порівняння, у США за період з 1975 по 1995 рік енергоємність ВВП зменшилася майже на 50 %).

Існують різні причини такого стану справ у сфері енергозбереження України. Але одна з них, без сумніву, є найбільш помітною. Ця причина – недостатній рівень економічної заінтересованості споживачів ПЕР у впровадженні енергозберігаючого обладнання, заходів і технологій, а також недостатня зацікавленості інвесторів у вкладенні коштів в енергозбереження.

Наслідком цієї причини є практична відсутність необхідних коштів на впровадження енергозберігаючих заходів. Сюди слід віднести і вкрай недостатній рівень фінансування енергозбереження з державного бюджету, та відсутність необхідних обігових коштів на підприємствах, в організаціях, установах, де безпосередньо потрібно впроваджувати енергозберігаючі заходи. Ускладнює існуючу ситуацію також недосконалість вітчизняного законодавства, яке, здебільшого, не дозволяє залучати на потреби енергозбереження кошти, одержані в результаті зменшення витрат на оплату за споживання ПЕР за рахунок вже впроваджених енергозберігаючих заходів.

Разом із тим в Україні протягом тривалого часу було розроблено та

запропоновано чимало цілком реальних механізмів економічного стимулювання енергозбереження. Сюди, наприклад, слід віднести такі пропозиції як:

- використання існуючого Положення про матеріальне стимулювання колективів і окремих працівників підприємств, організацій та установ за економію ПЕР у суспільному виробництві;
- коректне застосування економічних санкцій за нераціональне використання ПЕР;
- стимулювання ефективного використання ПЕР при здійсненні державного регулювання цін і тарифів на паливо та енергію;
- запровадження системи оплати праці на підприємствах-постачальниках ПЕР та води з урахуванням економії ПЕР;
- запровадження пільгового оподаткування частини прибутку підприємств, отриманого в результаті реалізації енергозберігаючих проектів;
- створення господарюючими суб'єктами спеціальних фондів енергозбереження, до яких має спрямовуватись приріст прибутку підприємств, отриманий в результаті запровадження енергозберігаючих заходів;
- використання коштів з фондів енергозбереження на фінансування нових енергозберігаючих проектів, на повернення кредитних ресурсів, залучених на ці проекти, на матеріальне стимулювання підвищення ефективності використання ПЕР, тощо.

Ці пропозиції безпосередньо направлені на стимулювання підвищення ефективності використання ПЕР у нашій державі та на покращення фінансування сфери енергозбереження. Однак, більшість з наведених вище пропозицій не було розглянуто або прийнято, або з різних причин вони практично не застосовуються.

Таким чином, в Україні у сфері енергозбереження склалася досить специфічна ситуація. З одного боку, на всіх рівнях управління державою, економікою, не викликає сумніву необхідність й економічна доцільність енергозбереження. Однак, з іншого боку, розробка та широке впровадження енергозберігаючого обладнання, заходів і технологій досить часто не знаходить необхідної державної підтримки: ні фінансової, ні законодавчої. Зрозуміло, що

така ситуація не сприяє досягненню значних результатів у сфері енергозбереження.

Очевидно, що основною запорукою успішного вирішення проблеми підвищення енергетичної ефективності національної економіки має стати формування та практична реалізація активної державної політики енергозбереження, дієвого державного управління цією сферою. Для цього потрібно вирішити чимало проблем технічного, економічного, організаційного та законодавчого характерів.

Однак, необхідно звернути увагу ще на одну проблему, без вирішення якої не зможуть спрацювати ні адміністративні, ні економічні механізми стимулювання енергозбереження в нашій державі. Ця проблема в Україні знаходиться поза увагою науковців, виробничників, державних службовців, які займаються вирішенням питань енергозбереження на різних рівнях управління суспільним виробництвом.

Мова йде про те, що до цього часу не можна вважати вирішеною на достатньому рівні *проблему об'єктивної кількісної оцінки та контролю ефективності використання ПЕР* для різних технологічних і господарських об'єктів (для окремих машин, агрегатів, технологічних процесів, підприємств, організацій та установ, їх підрозділів, галузей економіки, регіонів держави тощо).

Проблема ця існує давно. Свого часу було запропоновано різні підходи, шляхи та методи її вирішення. Проте, досвід минулих років, а також сьогоденні результати оцінки та контролю ефективності енерговикористання у нашій державі не дають можливості стверджувати, що ця проблема вирішена хоча б на задовільному рівні.

Як визначено Законом України «Про енергозбереження», метою діяльності у цій сфері є *забезпечення в державі раціонального використання й ощадливого споживання первинної та перетвореної енергії та природних енергетичних ресурсів, тобто досягнення максимальної ефективності використання ПЕР при існуючому рівні розвитку техніки та технології*.

Тобто, вирішення задач енергозбереження, на будь-якому рівні управління державою чи суспільним виробництвом (у галузі, в регіоні), на будь-якому конкретному об'єкті (на підприємстві, у його структурному підрозділі, у технологічному процесі чи окремому агрегаті) перш за все вимагає одержання відповіді на питання: *ефективно чи неефективно на цьому об'єкті використовуються ПЕР.*

Очевидно також, що для досягнення бажаних результатів у сфері енергозбереження потрібно постійно здійснювати *управління цими процесами* як на державному рівні, так і на конкретних підприємствах, в організаціях чи установах. При цьому обов'язковою та надзвичайно важливою функцією такого управління є *систематичний контроль та аналіз ефективності використання ПЕР* на відповідних об'єктах.

Таким чином, однією з першочергових і важливих передумов успішного вирішення задач енергозбереження в державі є наявність певного «інструменту», придатного для здійснення коректної оцінки, контролю і аналізу ефективності використання палива й енергії на всіх рівнях господарювання та управління економікою. Зрозуміло, що при цьому оцінка ефективності енерговикористання має бути кількісною та об'єктивною, так само як максимально об'єктивним і чітким має бути процес контролю й аналізу ефективності використання палива та енергії на будь-якому технологічному чи виробничо-господарському об'єкті.

Не маючи дієвого «інструменту» для вирішення зазначених задач, неможливо правильно виконувати низку важливих функцій управління енергозбереженням на всіх рівнях господарювання, зокрема, таких як:

- побудова та коректне застосування системи економічного стимулювання ефективного використання ПЕР, впровадження енергозберігаючого обладнання, заходів і технологій;

- створення дієвого механізму залучення інвестицій у сферу енергозбереження;

- визначення потенціалу енергозбереження, економічної доцільності та пріоритетності реалізації енергозберігаючих проектів на конкретних підприємствах, у галузях суспільного виробництва, у регіонах держави;

- здійснення моніторингу фактично досягнутих результатів впровадження заходів з енергозбереження та забезпечити повернення інвестованих коштів тощо.

Отже, можливість визначення об'єктивних кількісних показників ефективності енерговикористання, а також систематичний контроль та аналіз енергоефективності на різних рівнях управління державою чи суспільним виробництвом є необхідною умовою розробки правильної стратегії енергозбереження, а також дієвого управління процесом втілення її в життя.

При чому на державному чи регіональному рівнях оцінка та аналіз ефективності енерговикористання має здійснюватись для створення нормативно-правових та економічних умов, необхідних для формування та реалізації державної політики у сфері енергозбереження, для коректного застосування економічних методів управління відповідними процесами в Україні.

Для регіонів та галузей суспільного виробництва на підставі визначення та аналізу рівня ефективності енерговикористання може і повинна бути зроблена оцінка їх потенціалу енергозбереження. На цій основі можуть і мають бути визначені пріоритетні регіони держави, галузі економіки, у яких в першу чергу необхідно впроваджувати енергозберігаючі проекти. Це дасть змогу систематизувати та прискорити виконання Комплексної державної програми, галузевих та регіональних програм з енергозбереження, а також хоча б частково сприятиме вирішенню проблеми їх фінансування.

Крім того, на рівні регіонів, галузей суспільного виробництва, окремих підприємств, установ та організацій систематична оцінка, контроль та аналіз ефективності енерговикористання дозволять створити науково обґрунтовану базу для прогнозування та планування обсягів споживання палива й енергії на відповідну перспективу, а також забезпечити умови, необхідні для правильного стимулювання та практичного досягнення запланованого енергозбереження.

Таким чином, об'єктивне вирішення задач кількісної оцінки, контролю та аналізу ефективності використання ПЕР є необхідним підґрунтям для коректного виконання практично всіх функцій управління енергозбереженням. І тому являє собою надзвичайно важливий та актуальний напрямок наукових досліджень та розробок [181 – 184].

#### **4.2. Діюча в Україні система нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів та її недоліки**

Методологічною основою оцінки та контролю ефективності використання ПЕР в Україні є система нормування питомих витрат палива й енергії на виробництво продукції, виконання робіт чи надання послуг.

Нормування питомих витрат ПЕР в нашій державі після кількарічної його відсутності було відновлено у 1996 році та з того часу здійснюється у відповідності з Законом України «Про енергозбереження», Указом Президента України від 16.06.1999 р. N 662 «Про заходи для зменшення енергоспоживання бюджетними установами, організаціями та казенними підприємствами», Постановою КМУ від 30.11.1999 р. N 2183 «Про зменшення енергоспоживання бюджетними установами, організаціями та казенними підприємствами», Постановою КМУ від 27.06.2000 р. N 1040 «Про невідкладні заходи для виконання Комплексної державної програми енергозбереження України» та іншими нормативними документами.

Метою застосування системи нормування питомих витрат палива та енергії було та є створення умов для державного контролю та управління ефективністю використання ПЕР, тобто забезпечення ощадливого та раціонального використання ПЕР в усіх галузях економіки нашої держави.

Галузевими міністерствами та відомствами, місцевими та центральними органами виконавчої влади виконана значна робота у напрямку розробки та затвердження законодавчих документів, численних методичних матеріалів з нормування питомих витрат ПЕР та контролю дотримання відповідних норм для підприємств різних галузей виробництва, житлово-комунальної та бюджетної

сфери тощо. Можна стверджувати, що результати цієї роботи певною мірою сприяли тому, що, починаючи з 2000 року, відбулася стабілізація та деяке підвищення ефективності використання ПЕР в державі.

Однак, досвід нормування питомих витрат палива та енергії, яке здійснювалось протягом багатьох десятиріч ще у СРСР, а також результати нормування питомих витрат ПЕР, одержані протягом останніх років в Україні, свідчать про те, що існуюча в нашій державі система нормування питомих витрат ПЕР має суттєві недоліки.

Щоб пересвідчитись в тому, що існуюча система нормування питомих витрат ПЕР дійсно має значні недоліки, та визначити, які саме, необхідно звернутися до двох нормативних документів, в яких визначено основні вимоги до норм питомих витрат палива чи енергії, на підставі яких має здійснюватись об'єктивний контроль ефективності використання енергоресурсів. Мова йде про «Загальні положення про порядок нормування питомих витрат ПЕР у суспільному виробництві», затверджені Постановою Кабінету Міністрів України від 15 липня 1997 р. № 786 (зі змінами та доповненнями, внесеними постановою Кабміну від 27 червня 2000 р. № 1040), та про «Основні методичні положення з нормування питомих витрат ПЕР у суспільному виробництві», затверджені наказом Держкоменергозбереження України від 14 жовтня 1997 р. № 93.

У зазначених документах визначено, що норми питомих витрат ПЕР повинні:

- бути технічно та економічно обґрунтованими;
- враховувати:
  - конкретні умови виробництва;
  - досягнення науково-технічного прогресу у відповідній галузі;
  - плани заходів з енергозбереження, намічених на відповідну перспективу;
- систематично переглядатись з урахуванням змін:
  - технічного стану обладнання;
  - технології та організації виробництва;

- виробничих умов тощо.

Виходячи з цих вимог, було проаналізовано існуючу в нашій державі систему нормування питомих витрат електричної енергії. Результати цього аналізу підтвердили, що практично всі розглянуті методики не дають можливості встановлювати норми питомих витрат електроенергії, які відповідали б зазначеним вище вимогам.

Одним із основних недоліків діючих в Україні методик з нормування питомих витрат електричної енергії є те, що процес нормування ґрунтується на розрахунку обсягу середнього річного її споживання окремими установками, агрегатами чи технологічними процесами виробництва, а також окремими підрозділами, підприємствами, організаціями та установами в цілому. Точніше, проблема полягає в тому, що нормування питомих витрат електроенергії за існуючими методиками базується на побудові *фактичного* середнього річного балансу її споживання на підприємстві, в організації чи установі. Очевидно, що такий електробаланс характеризує *не прогресивний, а реально досягнутий* на підприємстві рівень ефективності використання енергії з усіма існуючими їх понаднормативними втратами та нераціональним споживанням. І саме на підставі таких фактичних електробалансів встановлюються норми питомих витрат електричної енергії, хоч за визначенням вони мають відображати *мінімально необхідні й одночасно максимально припустимі її витрати на одиницю продукції у конкретних прогресивних умовах виробництва*.

Таким чином, можна стверджувати, що переважна більшість діючих в нашій державі методик нормування питомих витрат електроенергії фактично *не містить власне процесу нормування (нормалізації) електроспоживання*. Деякий елемент раціоналізації розрахункових обсягів споживання електричної енергії присутній тільки в окремих методиках нормування. Зміст його полягає в тому, що після побудови фактичного середнього електробалансу підприємства, організації чи установи в таких методиках вимагається складення плану заходів з енергозбереження, які мають бути впроваджені у плановому періоді, а також



здійснюється відповідне коригування розрахункових величин споживання енергії (і, відповідно, норм питомої витрати електроенергії, що встановлюються).

Крім того, необхідно зазначити, що *сам процес побудови фактичного електробалансу підприємства, організації чи установи за діючими методиками нормування також має суттєві недоліки*, які роблять цей процес недостатньо об'єктивним.

Теоретично для складення електробалансів будь-яких технологічних чи виробничо-господарських об'єктів можуть бути застосовані *експериментальний (дослідний), розрахунково-аналітичний або комбінований* методи. В окремих методиках нормування питомих витрат електроенергії зазначено, що вони базуються на використанні *експериментального* методу, хоча при цьому з тексту цих методик *не зрозуміло, яким чином, в яких умовах, з якою періодичністю, за допомогою яких приладів мають здійснюватись експериментальні вимірювання* витрат енергії чи споживаної потужності (що практично унеможливорює перевірку обґрунтованості норм, встановлених на підставі таких методик).

У переважній же більшості методик нормування для побудови електробалансів виробничо-господарських об'єктів використовується *розрахунково-аналітичний* метод.

Основні напрямки корисного споживання та втрат електричної енергії (тобто, склад статей витратної частини електробалансу) у діючих методиках нормування, як правило, визначаються досить повно та детально. Зокрема, на будь-якому виробничо-господарському об'єкті склад статей електробалансу визначається на підставі переліку будівель та споруд, які належать до цього об'єкту, його виробничої структури (тобто, складу основних і допоміжних підрозділів), схеми електропостачання, а також складу основного та допоміжного технологічного обладнання, що належить до кожного з підрозділів.

Що ж стосується кількісної оцінки статей електробалансу, то при застосуванні розрахунково-аналітичного методу корисна складова витрат енергії і її втрати в усіх напрямках мають визначатись на підставі відповідних фізико-хімічних або емпіричних залежностей. Причому, згідно наведених вище вимог до

норм питомих витрат палива й енергії, такі розрахункові формули повинні враховувати конкретні прогресивні умови виробництва.

У діючих методиках нормування питомих витрат електричної енергії, як правило, наводяться необхідні формули, на підставі яких можуть бути визначені обсяги споживання енергії або потужності для окремих машин, установок чи агрегатів. Але наведені у більшості методик розрахункові формули, здебільшого, *мають загальний вигляд і практично не враховують конкретних умов виробництва*, тобто, параметрів технологічного процесу, зовнішнього середовища тощо).

Більше того, при виконанні практичних розрахунків у діючих методиках нормування для значної кількості установок чи агрегатів очікуване річне споживання електричної енергії визначається просто як *добуток середньої потужності, що споживається агрегатом протягом відповідного календарного періоду, на тривалість роботи агрегату*. Очевидно, що застосування такої спрощеної розрахункової формули не тільки не дає змоги враховувати конкретні умови, в яких працює обладнання на тому чи іншому підприємстві, але й створює низку додаткових проблем, що виникають при нормуванні питомих витрат енергії.

Основний недолік застосування спрощеної формули для розрахунку середнього річного електроспоживання окремих агрегатів, установок чи технологічних процесів полягає в тому, що *середня електрична потужність*, яка споживається кожною одиницею основного та допоміжного обладнання, за діючими методиками нормування, здебільшого, *визначається зі значною похибкою*.

Для того, щоб визначати достатньо точні значення середньої потужності технологічних установок чи агрегатів, обов'язково потрібно знати *характерні умови, тривалість і режими їх роботи*. В ідеальному випадку з цією метою для кожної одиниці основного чи допоміжного обладнання необхідно одержати розрахунковим чи експериментальним шляхом *характерний графік його електричного навантаження*.

Однак кількість основних і допоміжних споживачів електричної енергії на тому чи іншому виробничо-господарському об'єкті може налічувати сотні та тисячі одиниць. Очевидно, що за таких умов навіть дані про їх номінальну електричну потужність не завжди відповідають дійсності (зокрема, після проведення капітальних ремонтів чи модернізації обладнання). Що ж до характерних графіків електричного навантаження основного та допоміжного обладнання, то жодна існуюча методика нормування питомих витрат ПЕР із зрозумілих причин (значна кількість та різноманітність обладнання, швидкі зміни режимів та умов його роботи, відсутність або недостатня кількість необхідних вимірювальних приладів чи приладів обліку, недостатня чисельність персоналу енергетичних служб тощо) *не передбачає їх визначення та застосування*.

В умовах відсутності характерних графіків електричного навантаження технологічного обладнання середня електрична потужність кожної його одиниці зазвичай розраховується як *добуток відповідної номінальної потужності на середнє значення коефіцієнта завантаження обладнання за потужністю* (тобто, *коефіцієнта використання встановленої потужності*).

Числові значення таких коефіцієнтів для кожної одиниці обладнання найбільш точно можуть бути визначені експериментальним шляхом, але через зазначені вище причини у виробничих умовах такі вимірювання виконуються досить рідко. Однак у діючих методиках нормування питомих витрат ПЕР також *не передбачається інших способів визначення реальних значень коефіцієнтів завантаження за потужністю* основного і допоміжного обладнання.

Тому в існуючих методиках нормування для розрахунку середнього електричного навантаження установок та агрегатів, як правило, приймаються деякі *середньостатистичні значення таких коефіцієнтів*, наведені у довідковій літературі для відповідних типів обладнання. Ці коефіцієнти не тільки є середньостатистичними величинами та, здебільшого, не відповідають конкретним виробничим умовам того чи іншого підприємства, але, до того ж, вони наводяться в довідниках для кожного типу обладнання у вигляді *досить широкого інтервалу можливих їх числових значень*. Прийняття ж тих чи інших можливих числових

значень довідкових коефіцієнтів завантаження (наприклад, мінімальних або максимальних) фактично є *довільним, суб'єктивним* і дуже помітно впливає на результати розрахунку середнього річного споживання електроенергії технологічним обладнанням того чи іншого типу (відповідно, *у досить широких межах можуть змінюватись числові значення норм питомої витрати електричної енергії, що встановлюються*).

До цього необхідно додати, що наведені у довідковій літературі коефіцієнти використання встановленої потужності свого часу були визначені експериментальним шляхом. Такі дослідження проводилися вже давно (кілька десятиріч тому) *на підставі дослідження вже застарілих типів обладнання*. Тому застосування цих коефіцієнтів до більш сучасних типів технологічного обладнання *навряд чи є коректним і доцільним*.

Таким чином, можна стверджувати, що при визначенні середньої електричної потужності, що споживається окремими установками, агрегатами чи технологічними процесами, діючі методики нормування здебільшого не враховують реальний технічний стан відповідних установок та агрегатів, режими їх роботи, конкретні умови, технологію та організацію виробництва. Очевидно, що в результаті неврахування цих обставин, а також в наслідок використання недостатньо достовірних значень коефіцієнтів використання установок та агрегатів за потужністю розрахункові величини середнього електричного навантаження кожної одиниці основного чи допоміжного обладнання *можуть суттєво відрізнятись від реальної середньої потужності, яку вони споживають*.

Ще однією, не менш важливою вихідною величиною, необхідною для побудови балансів електричної енергії виробничо-господарських об'єктів розрахунково-аналітичним методом, як зазначалося, є тривалість роботи основного та допоміжного технологічного обладнання. Цей показник у діючих методиках нормування, здебільшого, також визначається та застосовується *без необхідного обґрунтування*.

Для окремих одиниць обладнання, на яких безпосередньо здійснюються основні процеси виробництва продукції, тривалість їх роботи протягом зміни чи

добу можна встановити досить точно, але за умови, що на відповідні процеси розроблені та використовуються технологічні карти. Однак, у більшості методик нормування питомих витрат електроенергії при розрахунку тривалості роботи агрегатів чи установок, як правило, *відсутні посилання на технологічні карти чи будь-яку іншу технологічну документацію*. Крім того, для значної кількості видів основного і практично для більшості допоміжного обладнання такі технологічні карти в умовах реального виробництва взагалі відсутні.

Виходячи з цього, у більшості діючих методик нормування рекомендується визначати тривалість роботи обладнання на підставі хронометражних спостережень. При цьому *жодна з методик не містить пояснень щодо конкретного способу проведення таких спостережень*. Тому в реальних умовах очікувана тривалість роботи установок чи агрегатів *визначається орієнтовно на підставі середньої її оцінки працівниками енергетичної служби чи експлуатаційним персоналом* відповідного підприємства, організації чи установи. Очевидно, що така оцінка тривалості роботи обладнання значною мірою також має суб'єктивний характер і не може вважатися достатньо обґрунтованою для встановлення норм питомих витрат електричної енергії.

Певна похибка при побудові електробалансів господарських об'єктів виникає також у процесі визначення витрат електричної енергії в цехових та заводських мережах. Очевидно, що найбільш точно ці втрати можуть бути визначені розрахунковим шляхом на підставі відомої схеми електропостачання підприємства, його підрозділів та окремих основних чи допоміжних технологічних установок. Однак, через значні обсяги необхідних розрахунків, при побудові балансів споживання електричної енергії виробничо-господарських об'єктів втрати енергії в мережах, здебільшого, визначають «нормативним» шляхом, тобто, розраховують їх на підставі довідкових нормативів витрат у відповідних елементах електричної мережі. Ці нормативи, знову ж таки, є середньостатистичними величинами і, як правило, не відповідають конкретним виробничим умовам багатьох об'єктів.

З іншого боку, не слід очікувати, що помітно кращі результати визначення втрат електричної енергії в мережах можуть бути одержані розрахунковим шляхом. Такого висновку можна дійти, виходячи з зазначених вище проблем оцінки середнього електричного навантаження технологічного обладнання. Очевидно, що не маючи досить точного уявлення про середнє електричне навантаження окремих споживачів, їх груп, неможливо правильно оцінити розмір втрат електроенергії у відповідних елементах мережі. До того ж, відсутність характерних графіків електричного навантаження технологічного обладнання (що також зазначалося вище) *не дає змоги застосовувати* в розрахунках втрат енергії в мережах *коректні числові значення коефіцієнтів форми* цих графіків, що також негативно впливає на результати побудови електробалансів.

Таким чином, можна стверджувати, що розрахункові величини середнього річного споживання електричної енергії, що визначаються за діючими методиками нормування для кожної одиниці основного чи допоміжного обладнання, в результаті використання зазначених вище недостовірних чи неповних вихідних даних *можуть значно відрізнятись у будь-який бік від фактичних обсягів електроспоживання* відповідних установок чи агрегатів. *Не менш хибними* можуть бути також результати розрахунку втрат енергії в окремих елементах електричної мережі підприємства та його підрозділів.

Однак при цьому загальне розрахункове споживання електроенергії на виробничо-господарському об'єкті, для якого складається енергобаланс, що визначається як сума розрахункових обсягів електроспоживання всіх одиниць основного та допоміжного обладнань, а також втрат в елементах системи електропостачання, може досить точно співпадати з фактичним обсягом споживання електричної енергії, який мав місце на цьому об'єкті протягом відповідного періоду.

Такий збіг розрахункових і фактичних витрат електричної енергії на тому чи іншому виробничо-господарському об'єкті звичайно сприймається як ознака достатньої точності побудованого для нього електробалансу. Проте, виходячи з зазначеного вище, необхідно мати на увазі, що оцінки обсягів споживання та

втрат електроенергії за окремими статтями електробалансів, одержаних розрахунковим шляхом на підставі діючих методик нормування, здебільшого, *виявляються спотвореними та значною мірою не відповідають реальним витратам і втратам енергії на об'єкті*, що розглядається.

Частина діючих в Україні методик нормування питомих витрат електричної енергії фактично були створені шляхом простого, «механічного» копіювання відповідних методик, які свого часу використовувалися у колишньому СРСР. Однак із практичної точки зору норми питомих витрат електроенергії, що встановлюються на підставі таких методик, *також не можна вважати обґрунтованими*. Це можна стверджувати, зокрема, виходячи з того, що значна частина розрахункових формул, які використовуються у цих методиках, *мають емпіричний характер*. Тобто ці формули не можна вважати достатньо точними, оскільки вони були встановлені для обладнання, яке зараз вже не використовується або технічний стан та умови роботи якого могли суттєво змінитися.

Крім того, не слід забувати, що система нормування питомих витрат палива та енергії, яка використовувалась в колишньому СРСР, також мала суттєві недоліки, які не давали можливості вважати її досконалим «інструментом» оцінки та контролю ефективності енерговикористання.

Загальною проблемою системи нормування питомих витрат електричної енергії з застосуванням як «старих», так і «нових» методик завжди було і є *визначення одиниць для розрахунку та нормування її питомих витрат* для груп споживачів, підприємств у цілому та його підрозділів, особливо у випадку широкого та нестійкого асортименту продукції, що виробляється.

У більшості діючих методик норми питомих витрат електроенергії встановлюють на одиницю продукції у *натуральному вимірюванні* (для підприємств, що виробляють однорідну продукцію) або на одиницю продукції у *вартісному вираженні* (для більш «складних» виробництв). Однак при цьому необхідно пам'ятати, що питома витрата енергії на одиницю продукції у вартісному вимірюванні являє собою дуже «нестійкий» показник, який не

*відображає реальної енергоємності продукції та може застосовуватись тільки у крайніх випадках.*

Певною перешкодою у застосуванні діючих методик нормування питомих витрат електричної енергії є також *значна трудомісткість* виконання необхідних вимірювань чи розрахунків, що не дозволяє своєчасно переглядати встановлені норми у зв'язку зі змінами технічного стану обладнання, умов, технології чи організації виробничого процесу тощо. У результаті чого норми питомих витрат ПЕР, що встановлюються на підставі існуючих методик, *поступово стають ще менш обґрунтованими та об'єктивними.*

Необхідно зазначити також, що діюча в Україні система нормування питомих витрат електричної енергії фактично не є *складовою системи управління ефективністю енерговикористання*, оскільки в рамках системи нормування фактично *не виконується функція контролю та аналізу* виконання (дотримання) встановлених норм енергоспоживання. Жодна з діючих методик нормування не містить розділу, в якому була б визначена *чітка та об'єктивна процедура контролю за виконанням встановлених норм.*

До того ж, необхідно звернути увагу також на те, що діюча в нашій державі система нормування питомих витрат ПЕР є *практично непридатною для здійснення оперативного контролю* ефективності використання палива та енергії (наприклад, щоденного чи щотижневого).

В рамках існуючої системи нормування питомих витрат ПЕР практично *не здійснюється також економічне стимулювання працівників та колективів підприємств, організацій та установ за ефективне використання ПЕР.* (Хоча, як зазначалося вище, в Україні існує Положення про таке стимулювання, затверджене ще у 2000 році наказом Держкоменергозбереження та зареєстроване Міністерством юстиції України). Скасовано також Постанову Кабінету міністрів України про застосування штрафних санкцій за нераціональне використання палива та енергії у суспільному виробництві.

Проте, виходячи з зазначеного вище, є цілком зрозумілим, що дієве та коректне виконання зазначених функцій управління ефективністю використання



ПЕР, зокрема, електроенергії на сьогодні *є практично неможливим*. Перш за все, це пояснюється тим, що єдиний «інструмент» кількісної оцінки та контролю ефективності використання електричної енергії, яким в Україні зараз є існуюча система нормування її питомих витрат, *не можна вважати достатньо досконалим*.

Тобто, на підставі норм питомих витрат електроенергії, що встановлюються за діючими методиками, *не можна приймати достатньо об'єктивні й обґрунтовані рішення з управління ефективністю її використання* як на рівні держави в цілому, так і на рівні підприємств, організацій чи установ, їх підрозділів та окремих агрегатів чи установок.

#### **4.3. Можливі напрямки удосконалення та подальшого розвитку методів оцінки та контролю ефективності енерговикористання в Україні**

Узагальнюючи наведені вище факти, можна стверджувати, що однією з причин різкого зниження ефективності використання ПЕР в Україні, яке відбулося протягом 1990–1996 років, була тимчасова відсутність в нашій державі у цей період будь-якого контролю ефективності енерговикористання («стара» система нормування питомих витрат палива й енергії вже не діяла, а «нова» ще не почала функціонувати). Ця причина була не єдиною та, напевне, не головною, але вона, безперечно, негативно вплинула на рівень ефективності використання ПЕР в державі, зокрема і електричної енергії.

Отже, не зважаючи на низку суттєвих недоліків, які має діюча зараз в Україні система нормування питомих витрат ПЕР та які було наведено у попередньому розділі, все ж необхідно відзначити, що відновлення цієї системи в нашій державі відіграло (і продовжує відігравати) певну позитивну роль у вирішенні проблеми енергозбереження. Відновлення системи нормування питомих витрат ПЕР, щонайменше, змусило керівників і фахівців вітчизняних підприємств, організацій та установ «згадати» про необхідність ощадливого ставлення до палива й енергії та підвищення ефективності їх використання.

Таким чином, слід зробити висновок, що проста ліквідація існуючої в Україні системи нормування питомих витрат ПЕР, попри всі її недоліки, не є доцільною, принаймні, найближчим часом. Інша справа, що діюча система нормування питомих витрат ПЕР потребує якнайскорішого детального аналізу й удосконалення. Причому, удосконалення системи нормування необхідно передбачити як у методологічному, так і у «ідеологічному» напрямку (тобто потрібно визначити, для чого і як повинні використовуватись в ринкових умовах норми питомих витрат ПЕР, що встановлюються, якими методами повинно здійснюватись управління ефективністю енерговикористання на всіх рівнях господарювання тощо).

Водночас необхідно ще раз звернути увагу на те, що діюча в нашій державі система нормування питомих витрат палива й енергії насправді *не являє собою систему управління ефективністю енерговикористання*, оскільки в її рамках лише встановлюються певні норми питомих витрат ПЕР, але практично не здійснюється контроль за їх виконанням, а також фактично не приймаються та не реалізуються управлінські рішення щодо цілеспрямованого поступового підвищення рівня ефективності використання ПЕР.

Очевидно, що управління ефективністю енерговикористання в Україні обов'язково повинно здійснюватись відповідними державними органами, але здебільшого або навіть виключно *економічними методами*. Метою такого управління на державному рівні є створення сприятливого «середовища» для практичного вирішення питань енергозбереження в усіх галузях суспільного виробництва, тобто, створення та застосування різних механізмів законодавчої підтримки та економічного стимулювання енергозбереження, що є зараз надзвичайно необхідним.

Однак не менш важливо розуміти, що управління ефективністю використання ПЕР *обов'язково повинно здійснюватись також самими споживачами палива та енергії: підприємствами, організаціями, установами*. Тільки при виконанні цієї умови можна очікувати, що в нашій державі поступово почнеться цілеспрямований процес підвищення ефективності енерговикористання

(без систематичного контролю енергоефективності, без управління процесами енергозбереження на такий результат сподіватися марно).

Таким чином, одним із важливих завдань у сфері енергозбереження на найближчу перспективу слід вважати створення *дієвої системи управління ефективністю енерговикористання* на всіх рівнях управління суспільним виробництвом, і одним з перших кроків до вирішення цього завдання, зокрема, має бути удосконалення діючої в Україні системи нормування питомих витрат ПЕР.

Виходячи з наведених у попередньому підрозділі недоліків чинних методик з нормування питомих витрат електричної енергії, одним з першочергових напрямів удосконалення існуючої системи нормування має бути *удосконалення та подальший розвиток методології побудови електробалансів виробничо-господарських об'єктів*. Крім того, як вже зазначалося, важливим кроком до створення системи управління ефективністю використання електричної енергії є *розробка та впровадження чіткої, об'єктивної процедури контролю й аналізу виконання встановлених норм питомої витрати електроенергії*, якої у діючій на сьогоднішній день системі нормування питомих витрат ПЕР практично не існує.

Однак, з іншого боку, не менш очевидним є (у тому числі, і виходячи з зарубіжного досвіду), що в нашій державі необхідно активізувати науково-дослідні роботи у напрямку *створення та застосування альтернативних методів оцінки та контролю ефективності енерговикористання* (тобто, таких методів, які не базуються безпосередньо на розрахунку та нормуванні питомих витрат ПЕР).

Існуючі, здебільшого, у зарубіжній практиці та цілком можливі для застосування альтернативні підходи до оцінки та контролю ефективності використання палива та енергії базуються на використанні показників абсолютних (а не питомих) витрат ПЕР. Зокрема, в нашій державі вже досить добре відомі методи оцінки та контролю ефективності використання ПЕР, що застосовуються в системах енергетичного менеджменту та реалізуються шляхом побудови та використання так званих *систем контролю і планування енергоспоживання (систем КіП)*, які у зарубіжній практиці відомі під назвою

#### **4.4. Існуючі методи побудови балансів споживання електричної енергії на виробничо-господарських об'єктах**

Ефективність використання електричної енергії у промисловості традиційно оцінюється та контролюється шляхом нормування її питомих витрат, що, у свою чергу, ґрунтується на побудові та аналізі електричних балансів виробничо-господарських об'єктів (підприємств, організацій та установ, їх структурних підрозділів тощо). Таким чином, електричним балансам має належати провідна мобілізуюча й організаційна роль у підвищенні ефективності використання електричної енергії.

Для того, щоб цілеспрямовано обирати та впроваджувати найбільш доцільні заходи з енергозбереження, перш за все, необхідно періодично виявляти, яким обладнанням, в якому обсязі та на які потреби споживається електрична енергія на кожному конкретному підприємстві [181]. Тому основою для контролю та аналізу електроспоживання на промислових підприємствах є побудова та аналіз електробалансів відповідних виробничо-господарських об'єктів [185]. Зокрема, методика [186], що застосовується на підприємствах України, наголошує на тому, що одним з перших кроків при оцінці енергоефективності є побудова енергетичних балансів для всіх видів енергії, що споживаються.

Крім того, побудова та аналіз електробалансів дозволяє вирішувати також низку інших важливих питань в енергетичному господарстві будь-якого підприємства, в тому числі [185, 187 – 189]:

- виявляти нераціональні витрати та втрати електроенергії та планувати заходи щодо їх усунення;
- визначати найбільш доцільні схеми електропостачання;
- обґрунтовувати обсяги та режими електроспоживання;
- виявляти об'єкти з найбільшим потенціалом економії електричної енергії;

– встановлювати технічно обґрунтовані показники ефективності енерговикористання тощо.

Зокрема, як зазначалося, норми питомої витрати електроенергії, які на сьогоднішній день застосовуються в Україні для організації періодичного контролю ефективності використання електроенергії на промислових підприємствах [190], фактично визначаються на основі електричних балансів виробничо-господарських об'єктів. При цьому побудова та аналіз електробалансів повинні бути основною запорукою науково-технічної обґрунтованості відповідних норм питомих витрат енергії [191].

Останнім часом підприємства України приділяють все більше уваги питанням енергоощадності. Зокрема, використовуючи зарубіжний досвід, вітчизняні виробничо-господарські об'єкти починають впроваджувати системи енергетичного менеджменту [192]. Основними функціями таких систем є систематичне вимірювання показників енергоспоживання, контроль ефективності використання ПЕР та пошук шляхів раціоналізації їх споживання. Стандарт ISO 50001 [193], який визначає основні положення впровадження сучасних систем енергетичного менеджменту, наголошує на доцільності та необхідності побудови балансів енергоспоживання, як інструменту, який дозволяє детально розглядати структуру споживання ПЕР на підприємстві та слугує основою для подальшого управління енергоефективністю. Тому надзвичайно важливо, щоб електричні баланси, які будуються для контролю та аналізу електроспоживання відповідних господарських об'єктів, були якомога більш достовірними і об'єктивно відображали реально існуючі напрями та обсяги корисного споживання та втрат електричної енергії.

Однією з важливих функцій, що періодично виконуються в будь-якій системі енергетичного менеджменту, є проведення енергетичних аудитів. Низка нормативних документів, у тому числі [194, 195], які регулюють проведення енергетичних аудитів на вітчизняних підприємствах, зазначають, що побудова електричних балансів є основою енергетичного аудиту. А прийняття рішень щодо доцільності впровадження тих чи інших заходів із підвищення рівня ефективності

використання електричної енергії традиційно здійснюється шляхом аналізу побудованих електробалансів. Таким чином одержання достовірних та обґрунтованих результатів енергетичного аудиту значною мірою залежить від застосування коректних та об'єктивних методів побудови електричних балансів [181].

Під електричними балансами розуміють систему взаємозв'язаних показників, які відображають кількісну відповідність між надходженням і використанням електричної енергії на тому чи іншому виробничо-господарському чи технологічному об'єкті [196].

Побудова електробалансів має здійснюватись як для технологічних об'єктів (окремих машин, агрегатів, установок, технологічних процесів), так і для виробничо-господарських об'єктів (дільниць, цехів, інших виробничих та допоміжних підрозділів, а також для підприємств, організацій чи установ в цілому. При цьому єдиної методики побудови та аналізу фактичних електричних балансів, а також аналізу і нормалізації корисних витрат та втрат енергії на сьогодні практично не існує. У першу чергу це стосується електробалансів технологічних об'єктів.

Очевидно, що найбільш достовірну інформацію для побудови електробалансів можна отримати за допомогою приладів обліку. На підприємствах, обладнаних сучасними та розгалуженими системами обліку електроспоживання, побудова достовірних балансів споживання електричної енергії та подальший контроль ефективності її використання як технологічними, так і виробничо-господарськими об'єктами може виконуватися автоматично, при чому з будь-якою періодичністю. На необхідності встановлення автоматизованих систем, які дозволять виконувати повний, точний і оперативний облік, а також управляти енергоспоживанням технологічних агрегатів у диспетчерському режимі наголошується, зокрема, в [197]. Створенню систем автоматизованої побудови електробалансів, моніторингу та аналізу електроспоживання на рівні підприємств, їх підрозділів та окремих агрегатів за допомогою сучасних приладів обліку присвячені також роботи [198, 199].

Основною перешкодою для широкого впровадження відповідних високоточних вимірювальних комплексів є їх висока вартість. Тому на більшості промислових підприємств України прилади та системи обліку електроспоживання встановлені лише на межі балансової належності електричних мереж підприємства й електропередавальної організації та виконують функції тільки комерційного обліку. Таким чином, на вітчизняних підприємствах, здебільшого, наявною є достовірна інформація лише про загальні обсяги електроспоживання на цьому виробничому об'єкті, але яким чином сумарний об'єм споживання електроенергії розподіляється між підрозділами підприємства та між кінцевими споживачами (агрегатами, машинами, установками) фактично є невідомим. Зважаючи на це, визначення витратної структури енергобалансів здійснюється іншими, менш об'єктивними методами.

Засновниками існуючої теорії побудови енергобалансів та нормування енергоспоживання, є такі видатні вчені, як А.А. Тайц [200], І.В. Гофман [196], Б.Н. Авілова-Карнаухов [187], С.Д. Волобринский [189]. В їх роботах закладено основні принципи побудови електробалансів, їх аналізу й оптимізації за допомогою математичних методів. Вирішенню зазначених питань присвячені також праці багатьох відомих вітчизняних та зарубіжних науковців.

В Україні процес побудови електричних балансів регламентується на законодавчому рівні відповідними державними стандартами, які безпосередньо стосуються методики побудови та аналізу електричних балансів промислових підприємств [191, 201]. У цих стандартах, крім термінології та класифікації електричних балансів підприємств, наведено методи їх складання, а також форми подання. Згідно нормативних документами [186, 202 – 204] методами, які традиційно застосовуються для побудови електробалансів, є: експериментальний (дослідний), розрахунково-аналітичний та комбінований.

*Експериментальний метод* ґрунтується на проведенні низки відповідних випробувань обладнання, в ході яких вимірюються підведена до агрегату електрична потужність, а також параметри основного й усіх відгалужених енергетичних потоків. Продуктивність агрегату під час проведення кожного

окремого випробування встановлюється на деякому постійному рівні. При використанні експериментального методу числові значення статей електробалансів визначають за допомогою тимчасово встановлених вимірювальних приладів, підтримуючи незмінними певні характерні умови та режими роботи обладнання [185]. Як правило, відповідні вимірювання здійснюються нетривалий час. Такі випробування проводять для кількох різних значень продуктивності агрегату та в результаті отримують низку електричних балансів.

Очевидно, що цей метод побудови балансів споживання електричної енергії є найбільш точним. Однак виконання експериментальних вимірювань може потребувати суттєвих змін режимів та умов роботи обладнання або його виведення з виробничого процесу, що може бути небажаним або взагалі неможливим. До того, застосування цього методу вимагає одночасного використання великої кількості вимірювальних приладів і значних витрат робочого часу персоналу, задіяного для проведення відповідних вимірювань. При цьому конкретної методики яка б визначала, яким чином необхідно виконувати такі вимірювання, у літературних джерелах не наводиться. З цієї точки зору не є винятком і методичні матеріали, які використовуються в вітчизняній практиці [205], та розроблені за кордоном [206].

Зрозуміло, що при значній кількості технологічного обладнання на підприємстві використання експериментального методу побудови балансів його електроспоживання потребує невиправдано великих витрат часу та ресурсів. Тому зазначений метод на практиці використовується досить рідко.

При застосуванні *розрахунково-аналітичного способу* побудови електричних балансів корисні складові витрати електроенергії і її втрати у технологічних агрегатах визначаються на основі відомих аналітичних (фізико-хімічних або емпіричних) залежностей [185]. Відповідні залежності відображають взаємозв'язок між споживанням електричної потужності чи енергії та технологічними параметрами роботи агрегатів. Необхідні для розрахунків залежності можуть бути знайдені для кожного окремого виду обладнання у



довідковій літературі, інструкціях з експлуатації, паспортах обладнання або визначенні на основі експериментів, статистичних даних тощо. Однак в процесі побудови електричних балансів з використанням розрахунково-аналітичного методу у конкретних виробничих умовах також виникають певні проблеми, зокрема, описані в [207].

Першочерговою проблемою при використанні цього методу є пошук та вибір необхідних аналітичних залежностей для кожного виду обладнання. На підприємствах, що мають велику кількість технологічного обладнання, пошук таких залежностей може потребувати значних витрат робочого часу. При цьому для деяких видів обладнання аналітичні залежності є добре відомими і наводяться в довідковій літературі. Однак також існують агрегати для яких пошук в загальнодоступних джерелах може не дати бажаних результатів.

Крім того, слід враховувати, що емпіричні залежності, наведені у вітчизняних довідниках для того чи іншого виду обладнання, були визначені експериментальним шляхом багато років тому. Зважаючи впровадження у виробничий процес нових типів та марок обладнання, на зміну технічних характеристик працюючих агрегатів, на основі таких емпіричних залежностей далеко не завжди можна визначати достатньо достовірні величини споживання відповідними агрегатами електричної потужності чи енергії. З зазначених причин для побудови електричних балансів в значній кількості вітчизняних методик пропонується використовувати спрощений розрахунково-аналітичний метод, який в принципі не дає змоги будувати достатньо достовірні й обґрунтовані електробаланси.

Таким чином, не дивлячись на широке застосування розрахунково-аналітичного методу побудови балансів споживання електричної енергії технологічними та виробничо-господарськими об'єктами, можливість одержання достатньо коректних результатів вирішення цієї задачі також є дуже обмеженою.

*Комбінований метод* поєднує експериментальний і розрахунково-аналітичний способи побудови електробалансів. При застосуванні цього методу корисні складові витрати електроенергії визначаються за допомогою аналітичних

розрахунків, а втрати – експериментальним та розрахунковим шляхом. Тобто кількісні оцінки статей електробалансів, які не можуть бути одержані одним з цих методів, визначаються або уточнюються за допомогою іншого способу [185]. З одного боку комбінований метод має низку переваг, зокрема, він є більш універсальним, ніж окремо кожен з зазначених вище способів побудови електробалансів.

Однак, з іншого боку, комбінованому способу притаманні всі недоліки, які мають експериментальний і розрахунково-аналітичний методи побудови балансів споживання електричної енергії. При цьому в літературних джерелах немає конкретної інформації стосовно того, яким чином необхідно виконувати уточнення отриманих результатів при використанні комбінованого методу. Крім того, визначення кількісних оцінок статей електробалансів з застосуванням розрахункового й експериментального способів здійснюється з суттєво різними похибками, що може призвести до появи значних небалансів між надходженням та обсягами споживання електроенергії.

Отже, найбільш достовірні електробаланси технологічних об'єктів (машин, установок, агрегатів, окремих технологічних процесів тощо) можна отримати експериментальним (дослідним) методом. Однак, як зазначалося, його застосування потребує залучення великої кількості відповідно підготовлених працівників, а також наявності вимірювальних приладів, можливості підключення цих приладів у необхідних місцях, виведення з виробничого процесу технологічного обладнання на час проведення його випробувань тощо. Тому можливість практичного використання експериментального методу дуже обмежена навіть для побудови електричних балансів окремих технологічних установок чи агрегатів. Застосування ж цього методу для складання балансів споживання електричної енергії виробничо-господарських об'єктів (підприємств, організацій, установ, їх структурних підрозділів) здебільшого є неможливим, оскільки йдеться про необхідність проведення одночасних (синхронних) вимірювань у численних пунктах. Тому використання експериментального методу для побудови електробалансів господарських об'єктів є можливим лише у

випадку, якщо підприємство, організація чи установа мають розгалужену систему технічного обліку електроспоживання, зокрема, відповідну автоматизовану систему. Однак існуючі на вітчизняних підприємствах системи обліку не забезпечують необхідного рівня диференціації споживання електроенергії.

Найбільш реальним для побудови електричних балансів виробничо-господарських об'єктів традиційно вважається комбінований метод, але з огляду на зазначені вище причини експериментальна частина роботи, що виконується при його застосуванні, є дуже незначною.

Таким чином, для складання балансів споживання електричної енергії виробничо-господарських об'єктів практично використовується лише один метод – розрахунково-аналітичний. Очевидно, що з технічного й організаційного погляду розрахунково-аналітичний метод побудови електробалансів є значно простішим, ніж експериментальний спосіб. Однак, як зазначалося у підрозділі 4.2, застосування розрахунково-аналітичного методу не дає змоги одержувати достатньо достовірні й обґрунтовані електробаланси виробничо-господарських об'єктів.

Отже, враховуючи надзвичайно важливу роль електробалансів для здійснення аналізу споживання електричної енергії та контролю ефективності її використання технологічними та виробничо-господарськими об'єктами, можна стверджувати, що існує потреба в удосконаленні та подальшому розвитку існуючих методів побудови електробалансів, а також у пошуку нових, більш досконалих підходів до вирішення цієї задачі.

Вітчизняні підприємства, здебільшого, мають низку особливостей, що значно ускладнюють задачу побудови електробалансів. Зокрема, такими особливостями є:

- багаторівневі та розгалужені системи електропостачання;
- велика кількість різноманітного технологічного обладнання, яке використовується в різних режимах роботи та умовах;
- виробництво продукції широкого та нестійкого асортименту;

- наявність численних та різноманітних чинників, що впливають на обсяги електроспоживання технологічних об'єктів;
- недостатня кількість приладів обліку та статистичних даних про обсяги електроспоживання;
- неповні та нечітко визначені вихідні дані про виробничі показники та технічні характеристики обладнання тощо.

Як зазначалося, одними з основних причин низької якості побудови електробалансів з застосуванням розрахунково-аналітичного методу є відсутність чи невідповідність наявному обладнанню аналітичних залежностей між обсягами споживання електричної потужності чи енергії та виробничими параметрами, а також недостатньо обґрунтовані та недостовірні вихідні дані, що використовуються при виконанні розрахунків [208, 209]. Як наслідок, фактичні значення обсягів електроспоживання, а також багатьох чинників, що на них впливають, доводиться розглядати як випадкові величини.

Таким чином, оскільки електроспоживання виробничих об'єктів значною мірою має випадковий характер, а їх електробаланси складаються в умовах невизначеності вихідних даних, слід припустити, що можливості удосконалення та подальшого розвитку методології побудови балансів споживання електроенергії на виробничо-господарських об'єктах необхідно шукати в напрямку застосування ймовірісно-статистичних методів вирішення зазначеної задачі, а саме експертних методів, методів теорії ймовірності та математичної статистики, а також нечіткої логіки та математики [208, 212].

Можна стверджувати, що саме такий, ймовірісно-статистичний підхід до побудови електробалансів дозволить найбільш успішно враховувати випадковий характер зміни обсягів споживання електроенергії, виробничих параметрів, а також інші особливості вітчизняних підприємств і дасть змогу будувати більш достовірні та обґрунтовані електробаланси, ніж ті, що одержують зараз з застосуванням розрахунково-аналітичного методу [213 – 215].

#### **4.5. Оперативний контроль ефективності використання електроенергії на основі побудови систем контролю і планування електроспоживання**

Відомо, що у сучасній практиці багатьох країн діяльність в області енергозбереження має назву *енергетичний менеджмент (Energy management)* [216, 217]. Основною метою енергетичного менеджменту є досягнення високої енергетичної ефективності господарської діяльності при одночасному якнайкращому використанні всіх інших ресурсів.

Управління енерговикористанням, що здійснюється в системі енергетичного менеджменту, передбачає вироблення та реалізацію певної його стратегії і тактики. Стратегія енергоменеджменту полягає у визначенні довгострокових напрямків енергозбереження, розробленні відповідних програм, визначенні методів і заходів, необхідних для досягнення основної мети енергоменеджменту. Тактика енергоменеджменту – це система поточних дій, які є необхідними для успішної реалізації його стратегії у тому чи іншому етапі функціонування відповідного виробничо-господарського об'єкту. Визначення та здійснення необхідних тактичних заходів в системі енергетичного менеджменту являє собою процес оперативного управління використанням ПЕР.

Як вже зазначалося, таке управління, в тому числі, виконання такої його функції як контроль та аналіз ефективності використання ПЕР у виробничих процесах є однією з необхідних умов практичного досягнення помітних результатів у сфері енергозбереження. Причому недостатньо здійснювати лише стратегічне управління цією діяльністю. Надзвичайно важливим та необхідним є також оперативне управління ефективністю використання палива чи енергії, яке забезпечує можливість своєчасного виявлення випадків зниження рівня енергоефективності та реалізації заходів з його підвищення.

З цією метою в будь-якій системі енергоменеджменту створюється та постійно функціонує відповідна підсистема, яка являє собою сукупність певної кількості однакових за призначенням елементів, за допомогою яких здійснюється оперативне управління ефективністю енерговикористання. У теорії та практиці енергетичного менеджменту у країнах Західної Європи, США, Японії елементами

підсистеми оперативного управління ефективністю використання ПЕР є так звані системи контролю і планування енергоспоживання (*Monitoring and Targeting Systems* або системи КіП) [218 – 228].

Метою створення та функціонування таких систем, зокрема, є моніторинг реально досягнутих результатів впровадження відповідних проектів та заходів з енергозбереження. Тому в деяких публікаціях ці системи називають також системами цільового енергетичного моніторингу [229 – 231].

Системи КіП створюють для окремих (локальних) об'єктів – установок, агрегатів, технологічних процесів, невеликих виробничих підрозділів [193]. Такі системи реалізують підхід до контролю ефективності використання, зокрема, електричної енергії, принципово відмінний від системи нормування її питомих витрат. Вони дозволяють контролювати енергоефективність безпосередньо за величиною абсолютного (а не питомого) споживання електроенергії, а в якості «еталону» ефективного використання електричної енергії використовують математичні моделі обсягів її витрати, побудовані в залежності від основних чинників, що характеризують умови протікання відповідних виробничих процесів [232 – 234].

Функціонування систем контролю і планування енергоспоживання має циклічний характер і забезпечує виконання наступних функцій [235 – 237]:

- облік фактичних обсягів споживання палива або енергії, результатів виробничої діяльності, а також чинників, що впливають на величину споживання ПЕР на об'єкті контролю;
- побудова «базових ліній» енергоспоживання та визначення цільових змінних споживання палива або енергії;
- контроль виконання встановлених цільових змінних, тобто їх порівняння з фактичними обсягами енергоспоживання;
- планування та реалізація заходів, направлених на підтримання заданого рівня енергоефективності або на періодичне його підвищення.

Процес створення та функціонування будь-якої системи КіП можна умовно розділити на кілька етапів. В основу побудови таких систем покладено

математичне моделювання залежності обсягу споживання палива або енергії від низки чинників, які суттєво на нього впливають. Тому створення системи КіП споживання, зокрема, електричної енергії починається зі збору статистичних даних про фактичні витрати енергії, а також про фактичні результати та умови протікання відповідних виробничих процесів (обсяги виробництва продукції, тривалість роботи обладнання, основні параметри технологічного процесу та зовнішніх умов тощо). Окремою проблемою при цьому є вибір достатньо повного складу технологічних та інших параметрів, які необхідно враховувати для одержання адекватних математичних моделей зміни обсягів споживання електроенергії технологічним об'єктом, для якого створюється система КіП.

У практиці зарубіжних країн оперативний контроль та управління ефективністю використання палива та енергії в системах енергетичного менеджменту здійснюється щотижнево. Тому процес збору вихідних даних, необхідних для побудови кожної з систем КіП, може бути досить тривалим (щонайменше 5–10 тижнів) [223]. Зібрані статистичні дані відповідним чином аналізуються, зокрема, з точки зору характеру зміни у часі фактичних обсягів енергоспоживання, а також стосовно того, які саме виробничі показники і наскільки суттєво впливають на зміну обсягів споживання електроенергії у відповідних технологічних процесах, для чого використовують відомі методи кореляційного аналізу.

На підставі результатів аналізу наявних вихідних даних здійснюється наступний етап побудови системи контролю і планування – будуються так звані «базові лінії» електроспоживання. Такі «базові лінії» являють собою певну математичну модель обсягу витрати електричної енергії на тому чи іншому об'єкті в залежності від значень виробничих та технологічних параметрів, які суттєво на нього впливають.

Теорія математичної статистики та математичного моделювання дають змогу обирати широке коло методів для вирішення цієї задачі. Однак зарубіжна практика свідчить, що при встановленні «базових ліній» енергоспоживання перевага надається здебільшого методам побудови простих математичних

моделей споживання електроенергії, зокрема, рівнянь однофакторної або багатофакторної лінійної регресії [218, 221 – 223, 238, 239]. При цьому в традиційних методиках створення систем КіП для побудови «базових ліній» рекомендується використовувати не більше трьох чинників, що впливають на обсяг споживання електричної енергії на відповідному об'єкті. Після того, як для даного об'єкту «базову лінію» електроспоживання визначено в аналітичній формі (а, за можливості, також і у графічному вигляді), вважається, що побудову системи КіП на цьому об'єкті завершено і вона вже може бути застосована для оперативного контролю ефективності використання електроенергії на цьому об'єкті.

Відомо, що процес контролю енергоефективності полягає у порівнянні фактичних показників енергоспоживання з деякими їх «еталонними» чи нормативними величинами, які визначають технічно та технологічно обґрунтовані обсяги споживання енергетичних ресурсів, необхідні для виконання відповідних технологічних операцій. Основна відмінність між існуючими методами та підходами до контролю енергоефективності полягає у тому, які саме показники енергоспоживання застосовуються та яким чином визначаються їх «еталони» чи нормативні значення [240].

У традиційних системах КіП «еталонними» величинами споживання електроенергії, з якими в процесі контролю ефективності її використання необхідно порівнювати фактичні обсяги електроспоживання відповідного об'єкту, є так звані цільові змінні. Підґрунтям для встановлення таких цільових змінних є побудовані для цього об'єкту «базові лінії» споживання електроенергії. Тобто, цільові змінні є результатом деякого якомога більш реалістичного прогнозу «нормального» обсягу електричної енергії, який повинен споживатися на об'єкті, що розглядається, протягом певного періоду з урахуванням виробничих умов його функціонування.

Таким чином, цільові змінні електроспоживання, що встановлюються у будь-якій системі КіП, являють собою своєрідну «норму» абсолютної, а не питомої витрати електричної енергії. Така «норма» не є «ідеальною», оскільки не



визначає мінімально необхідного для цього об'єкту обсягу споживання електроенергії, як це має бути відповідно до традиційного розуміння терміну «норма». Тим не менше цільові змінні електроспоживання, мають бути добре обґрунтованими величинами, які цілком відповідають технічним параметрам даного об'єкту та конкретним умовам його функціонування (параметрам технологічного процесу, зовнішніх умов тощо). Однак при цьому слід розуміти, що цільові змінні відображають не «ідеальний» (нормалізований), а лише фактично досягнутий на цьому об'єкті рівень ефективності використання електричної енергії.

Оскільки цільові змінні в системах КіП встановлюються на підставі певної математичної моделі обсягу електроспоживання, яка являє собою своєрідну «енергетичну характеристику» відповідного об'єкту, визначені для нього цільові змінні є достатньо гнучкими «еталонами» ефективного використання електроенергії, які, як правило, враховують можливі зміни обсягів виробництва продукції, параметрів технологічного процесу та зовнішніх умов функціонування об'єкту.

Подальше функціонування системи КіП після визначення «базових ліній» та встановлення відповідних цільових змінних електроспоживання полягає у періодичному контролі та аналізі виконання цих цільових змінних, а також у визначенні та реалізації заходів, необхідних для підтримання заданого рівня енергоефективності або для періодичного його підвищення. Однак, як свідчить практика, традиційні системи КіП недоцільно та неможливо успішно застосовувати безпосередньо для контролю ефективності використання електроенергії на будь-якому об'єкті. Такі системи, скоріше, являють собою достатньо дієвий «інструмент» для оперативного контролю результатів впровадження тих чи інших проектів або заходів із енергозбереження.

Це означає, що перш ніж традиційну систему КіП можна буде успішно використати для контролю енергоефективності, необхідно не тільки встановити відповідні цільові змінні електроспоживання, але також визначити та реалізувати на даному об'єкті певний захід (або низку заходів) з енергозбереження. Тільки в

такому випадку експлуатаційному персоналу об'єкту може бути поставлене достатньо обґрунтоване завдання систематично забезпечувати таку ефективність використання електричної енергії, щоб фактичні обсяги її споживання не перевищували встановлену для цього об'єкту «базову лінію» електроспоживання.

Періодичний контроль ефективності використання електроенергії на будь-якому об'єкті в традиційних системах КіП може здійснюватись двома способами. У найпростішому випадку, коли «базову лінію» електроспоживання визначено у вигляді константи або у формі однофакторної (лінійної або нелінійної) регресійної залежності, контроль виконання встановлених на її підставі цільових змінних можна здійснювати графічним способом, тобто безпосередньо за допомогою графіка «базової лінії». При цьому на зазначений графік зміни обсягу споживання електричної енергії на даному об'єкті періодично наносять значення фактичного обсягу її витрати (рис. 4.1а). Очевидним є, що знаходження фактичних значень обсягів електроспоживання нижче «базової лінії» свідчить про виконання встановлених цільових змінних, тобто про те, що на цьому об'єкті протягом відповідного періоду електроенергія використовувалася ефективно. Поява ж фактичних обсягів споживання електричної енергії, які знаходяться вище «базової лінії», свідчить про те, що встановлена на відповідний період цільова змінна електроспоживання не була виконана, тобто використання електроенергії на об'єкті протягом цього періоду було неефективним.

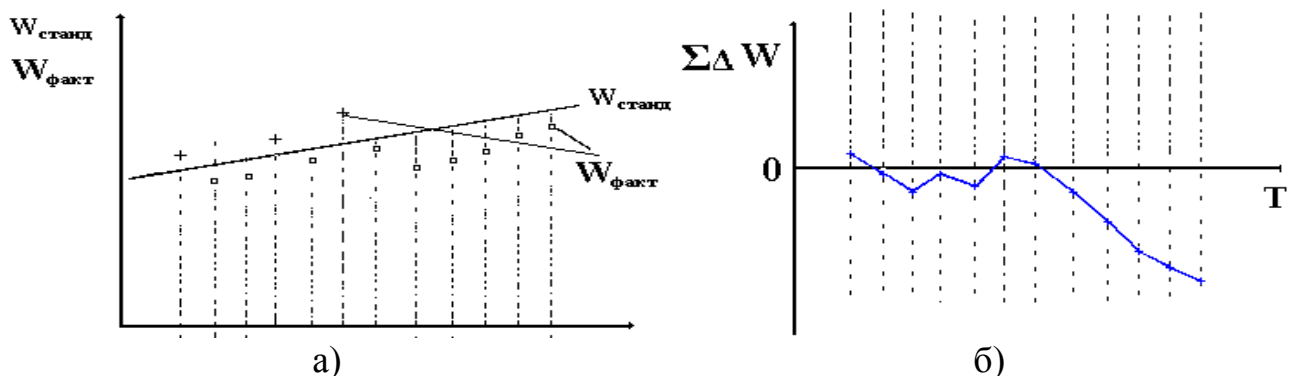


Рисунок 4.1 – Контроль ефективності використання електричної енергії:  
а) графічним способом; б) за допомогою графіка *CUSUM*

Однак при встановленні «базових ліній» електроспоживання у вигляді більш складних математичних моделей, зокрема, лінійних або нелінійних

багатофакторних рівнянь регресії, застосування графічного способу контролю енергоефективності вже є неможливим. У таких випадках контроль виконання встановлених цільових змінних електроспоживання в традиційних системах КіП здійснюється шляхом побудови спеціального графіку, який в зарубіжній практиці називають графіком кумулятивної суми (графіком *CUSUM*). Такий графік (рис. 4.1б) відображає тенденцію зміни у часі (накопичення) результатів контролю виконання цільових змінних, що здійснюється окремо для кожного відповідного періоду.

Побудова графіка *CUSUM* базується на послідовному визначенні та поступовому накопиченні різниці («дисперсії») між фактичними обсягами споживання електричної енергії та цільовими змінними електроспоживання, встановленими для відповідних періодів часу. При цьому величина такої «дисперсії» фактичної величини споживання електроенергії відносно встановленої цільової змінної для деякого  $i$ -го періоду визначається:

$$\Delta W_i = W_{\text{факт}} - W_{\text{прогн}} \quad (4.1)$$

де  $W_{\text{факт}}$  – фактичний обсяг споживання електроенергії за даний період;

$W_{\text{прогн}}$  – прогнозована величина споживання електричної енергії на той же період, що визначається на підставі рівняння математичної моделі («базової лінії») електроспоживання.

Для визначення кумулятивної суми «дисперсій» фактичних витрат електроенергії ( $\Delta W$ ) для деякого  $k$ -го періоду необхідно розрахувати величину:

$$\Delta W_{\Sigma k} = \sum_{i=1}^k \Delta W_i = \Delta W_{\Sigma k-1} + \Delta W_k, \quad (4.2)$$

де  $\Delta W_{\Sigma k}$  – сума відхилень фактичних обсягів споживання електричної енергії від встановлених цільових змінних, визначена для  $k$ -го періоду;

$\Delta W_i$  – «дисперсія» фактичної витрати електроенергії для деякого ( $i$ -го) періоду;



ефективним. Очевидно, що при такому, позитивному результаті контролю енергоменеджера, в принципі, не потрібно втручатися в роботу цього об'єкту.

Поява ж позитивного значення «дисперсії» фактичного обсягу споживання електроенергії у будь-якому періоді свідчить, що встановлена на цей період цільова змінна не виконана, тобто використання електричної енергії на об'єкті у цьому періоді було неефективним. При такому, негативному результаті контролю втручання енергоменеджера в роботу об'єкту є обов'язковим, завданням якого є визначення та усунення причин невиконання встановленої цільової змінної електроспоживання.

Як демонструє практика, основними з таких причин можуть бути людський чинник (тобто невиконання або неналежне виконання експлуатаційним персоналом його обов'язків) або поява певних «тимчасових» об'єктивних причин, що призвели до невиконання цільової змінної (наприклад, вимушена зміна параметрів технологічного процесу чи зовнішніх умов виробництва).

Крім того, однією з причин невиконання встановлених цільових змінних електроспоживання може бути також недосконалість математичної моделі «базової лінії», яка, починаючи з деякого моменту часу, може не враховувати систематичних об'єктивних змін, що відбулися на відповідному об'єкті. Тобто однією з необхідних дій енергоменеджера у випадку негативного результату контролю енергоефективності, може бути коригування встановленої для даного об'єкту «базової лінії» споживання електричної енергії.

Необхідність перегляду встановленої «базової лінії» електроспоживання в традиційних системах КіП періодично виникає також і при позитивних результатах контролю енергоефективності. Потреба у цьому виникає, зокрема, з метою цілеспрямованого підвищення рівня ефективності електроенергії на відповідному об'єкті. При цьому коригування встановленої «базової лінії» електроспоживання є доцільним і можливим за умови, що на об'єкті, що розглядається, протягом достатньо тривалого часу спостерігається стабільне енергозбереження (графік кумулятивної суми має стійку тенденцію до зниження, наприклад, як на рис. 4.1б). В такому випадку встановлена раніше «базова лінія»

переглядається з урахуванням нових фактичних обсягів споживання електричної енергії, які були досягнуті, наприклад, в результаті впровадження певного енергозберігаючого проекту чи заходу. Після такого коригування для цього об'єкту визначається та реалізується чергова можливість енергозбереження і процес контролю енергоефективності у подальшому здійснюється вже з використанням нової «базової лінії» електроспоживання.

Функціонуючи подібним чином, традиційні системи КіП створюють умови для систематичного підтримання заданого рівня ефективності використання електроенергії на відповідних об'єктах, а також для поступового підвищення цього рівня. За аналогією з нормуванням питомих витрат електричної енергії такий процес можна назвати поступовою «нормалізацією» електроспоживання.

Наведена вище методологія побудови та функціонування систем контролю і планування енергоспоживання може називатися традиційною, оскільки на ній ґрунтуються численні системи КіП, що вже протягом достатньо тривалого часу використовуються, зокрема, у країнах Західної Європи. Такі системи зарекомендували себе як дієвий «інструмент» оперативного контролю ефективності використання ПЕР, у тому числі, і електричної енергії. Зарубіжний досвід створення і застосування систем КіП свідчить, що з практичної точки зору такі системи, без сумніву, являють інтерес для вітчизняних фахівців з енергозбереження та енергетичного менеджменту як один з можливих напрямків подальшого розвитку методів контролю ефективності енерговикористання.

Методологія побудови і функціонування систем КіП приваблює, перш за все, простотою та незначними витратами часу на здійснення контролю енергоефективності, що дозволяє оперативно вирішувати цю задачу одночасно на багатьох об'єктах. При чому періоди часу, для яких здійснюється такий контроль, в традиційних системах КіП, в принципі, можуть бути дуже короткими. Наприклад, контроль ефективності використання палива чи енергії на відповідних об'єктах може здійснюватись щодобово або навіть щогодини.

Однак, у теоретичному та методологічному відношенні методики створення та функціонування таких систем, що традиційно використовуються у зарубіжних

країнах, мають низку недоліків, спрощень та невирішених питань, які не дають змоги безпосередньо, «механічно» застосувати їх для умов України. Такий висновок є справедливим, перш за все, з тієї причини, що у практиці зарубіжних країн з розвиненою ринковою економікою результати контролю ефективності використання ПЕР слугують для підприємців та фахівців виключно як «інформація до роздумів». Основною ж мотивацією до енергозбереження у таких країнах є необхідність вирішення питань бізнесу, а саме, потреба зниження собівартості продукції та підвищення її конкурентоздатності.

В умовах України, де ринкові відносини розвинені ще не повною мірою, існує необхідність управління енергозбереженням, зокрема, з боку держави. Мотивація цієї діяльності в нашій державі має здійснюватись як економічними, так і адміністративними методами. При цьому, як вже зазначалося, стимулювання енергозбереження повинно базуватись на об'єктивній кількісній оцінці рівня енергоефективності, яку за допомогою традиційних систем КіП зробити неможливо. Причин недостатньої точності й об'єктивності результатів контролю ефективності енерговикористання, що одержуються в традиційних системах контролю і планування енергоспоживання, є декілька. Основними з них є наступні.

Перш за все, необхідно зазначити, що у традиційних методиках побудови та застосування систем КіП зовсім не приділяється увага такому очевидному та важливому питанню, як визначення найбільш доцільної (оптимальної) періодичності здійснення контролю енергоефективності. Від цієї періодичності суттєво залежать витрати робочого часу та інших ресурсів на здійснення контролю, а також своєчасність та дієвість управління ефективністю використання палива чи енергії на відповідних об'єктах.

У зарубіжній практиці застосування традиційних систем контролю для будь-яких технологічних об'єктів, як правило, без жодного обґрунтування пропонується здійснювати оперативний контроль ефективності енерговикористання щотижнево. Разом з тим цілком природно припустити, що для різних за призначенням, режимами роботи, обсягами енергоспоживання

об'єктів контролювати енергоефективність необхідно з різною періодичністю. Тобто в процесі побудови систем оперативного контролю ефективності використання ПЕР для будь-якого конкретного об'єкту періодичність контролю слід вибирати «індивідуально».

З іншого боку, як вже зазначалося, «базові лінії» енергоспоживання в традиційних системах КіП встановлюють, здебільшого, у вигляді однофакторних лінійних рівнянь регресії. Такі «базові лінії» часто виявляються занадто спрощеними, оскільки в реальних виробничих умовах на обсяг споживання, зокрема, електричної енергії різним технологічними об'єктами впливають численні та різноманітні чинники. До числа таких чинників належать технічні характеристики обладнання, а також параметри, що характеризують режими його роботи, технологію та умови протікання відповідних виробничих процесів. Причому вплив більшості цих чинників на обсяг електроспоживання найчастіше має нелінійний характер.

Отже, якщо при побудові математичної моделі «базової лінії» не враховано достатньо повний склад чинників, що суттєво впливають на обсяг споживання електричної енергії, або якщо характер впливу цих чинників, відображений у моделі, не відповідає дійсному, як це часто має місце при побудові та функціонуванні традиційних систем КіП, існує висока ймовірність того, що встановлена «базова лінія» адекватно не відображає реальних змін обсягу електроспоживання, що відбуваються на тому чи іншому об'єкті. Очевидно, що застосування такої «базової лінії» не дасть змогу одержувати достатньо точні та об'єктивні результати контролю ефективності використання електроенергії.

Крім того, необхідно ще раз звернути увагу на те, що «базова лінія» енергоспоживання являє собою математичну модель обсягу витрат палива або енергії. А будь-яка математична модель, навіть дуже складна, завжди має певну залишкову похибку, яка також не враховується при встановленні «базових ліній» в традиційних системах КіП.

Разом з тим, існують відомі математичні методи, які дозволяють враховувати залишкову похибку моделювання і тим самим встановлювати більш



обґрунтовані «базові лінії» енергоспоживання. А саме визначення добре обґрунтованих «еталонів» є ключовим питанням, від коректності вирішення якого значною мірою залежить одержання об'єктивної кількісної оцінки рівня ефективності використання електричної енергії у відповідних виробничих процесах.

Необхідно звернути увагу також ще на одну особливість «базових ліній» енергоспоживання. Навіть якщо таку «базову лінію» встановлено достатньо коректно, вона має виключно «індивідуальний» характер. Тобто ця «базова лінія» відповідає тільки одному конкретному об'єкту, для якого вона визначена, і використовувати її для встановлення цільових змінних енергоспоживання для інших об'єктів неможливо. Так само, як неможливо аналізувати рівні ефективності використання ПЕР навіть на однорідних за призначенням об'єктах, порівнюючи між собою їх «базові лінії» енергоспоживання.

Не менш важливо нагадати також, що традиційні системи КіП створюють для локальних технологічних об'єктів (окремих агрегатів, установок, технологічних процесів тощо). Що ж стосується виробничо-господарських об'єктів (підприємств, організацій, їх підрозділів), то для них такі системи оперативного контролю енергоефективності побудувати неможливо. Однією з основних причин цього є та обставина, що математичні моделі енергоспоживання для таких об'єктів мають бути надзвичайно складними і побудувати їх за допомогою методів, що використовуються при створенні та функціонуванні традиційних систем КіП, неможливо. До того, необхідність побудови складних математичних моделей споживання палива чи енергії сама по собі вже практично унеможлиблює здійснення оперативного контролю ефективності енерговикористання на відповідних об'єктах.

Очевидним є також, що з тих же причин традиційні системи КіП не можуть бути застосовані для контролю ефективності використання, зокрема, електричної енергії на більш високих рівнях управління суспільним виробництвом: у галузях виробництва, в окремих регіонах та у державі в цілому.

Як вже зазначалося, функціонування системи КіП на будь-якому об'єкті, перш за все, полягає у періодичному контролі виконання встановлених на відповідні періоди цільових змінних енергоспоживання. При цьому, однак, можна стверджувати, що в традиційних системах КіП практично відсутня чітка та достатньо об'єктивна процедура такого контролю.

Використання з цією метою відомих графіків кумулятивної суми (графіків *CUSUM*) дозволяє лише візуально, а отже, досить приблизно оцінювати загальну тенденцію відхилення фактичних обсягів енергоспоживання від встановлених цільових змінних. При цьому, використовуючи традиційні системи КіП, неможливо проаналізувати, з яких причин протягом того чи іншого періоду не виконувалися відповідні цільові змінні споживання ПЕР.

Таким чином, приймаючи до уваги зазначене вище, можна стверджувати, що основними недоліками традиційних методик побудови за застосування систем КіП є відсутність в них [241, 242]:

- рекомендацій щодо визначення складу чинників, які суттєво впливають на енергоспоживання різних технологічних об'єктів;
- методики, яка дала б змогу для кожного конкретного об'єкту, виходячи з його особливостей, будувати найбільш адекватну математичну модель зміни обсягу електроспоживання, а також враховувати при встановленні відповідних цільових змінних залишкову похибку цієї моделі;
- чіткої й об'єктивної процедури контролю виконання встановлених цільових змінних електроспоживання, що дала б можливість виявляти періоди, протягом яких відбуваються невідповідності зміни рівня енергоефективності об'єкту;
- методів та способів, які б надавали можливість виявлення та аналізу причин, що призводять до невиконання встановлених цільових змінних енергоспоживання.

Через зазначені недоліки побудова та функціонування традиційних систем КіП не дає змоги отримувати достатньо об'єктивну кількісну оцінку рівня ефективності використання ПЕР, зокрема, й електричної енергії на різних технологічних, а тим більше, на виробничо-господарських об'єктах. З цієї

причини результати контролю енергоефективності, що одержуються за допомогою таких систем, не можуть служити підґрунтям для здійснення коректного та дієвого управління ефективністю використання палива та енергії у суспільному виробництві, зокрема, для економічного стимулювання енергозбереження.

Отже, через наявність низки суттєвих недоліків безпосереднє, «механічне» застосування існуючих методик побудови і функціонування систем контролю і планування енергоспоживання на вітчизняних підприємствах не видається можливим та доцільним [243 – 247]. Проте, існує потреба створення та використання систем оперативного контролю енергоефективності, які є невід’ємною частиною систем енергетичного менеджменту, що вже запроваджуються на українських виробничо-господарських об’єктах. При цьому існуючі методики побудови та застосування традиційних систем КіП доцільно використати в якості прототипу для розроблення методології створення та функціонування більш досконалих систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії на виробничих об’єктах. І вирішення цієї задачі, в першу чергу, має бути направлено на усунення наведених вище недоліків традиційних систем контролю і планування енергоспоживання.

#### **Висновки до розділу 4**

1. Для досягнення необхідних результатів у сфері енергозбереження потрібно здійснювати управління цими процесами як на державному рівні, так і на рівні окремих підприємств, організацій чи установ. При цьому обов’язковою та надзвичайно важливою функцією такого управління є систематичний контроль та аналіз ефективності використання ПЕР на відповідних об’єктах.

2. Виконання зазначеної функції управління енергозбереженням є неможливим без вирішення проблеми об’єктивної кількісної оцінки рівня ефективності використання ПЕР для різних технологічних і виробничо-господарських об’єктів, яка на сьогоднішній день не може вважатись вирішеною задовільно.

3. Єдиним «інструментом», який практично застосовується зараз в Україні з метою кількісної оцінки та контролю ефективності використання ПЕР в усіх галузях та сферах суспільного виробництва, є відновлена у 1996 році система нормування питомих витрат палива та енергії.

4. Досвід нормування питомих витрат, зокрема, електричної енергії, яке здійснювалось протягом багатьох десятиріч ще у СРСР, а також результати вирішення цієї задачі, одержані протягом останніх років, свідчать про те, що існуюча в нашій державі система нормування питомих витрат ПЕР має низку суттєвих недоліків, які не дозволяють вважати норми питомих витрат електроенергії, що встановлюються за діючими методиками, достатньо обґрунтованими й об'єктивними. Тому на підставі застосування таких норм не можна здійснювати якісне та дієве управління ефективністю енерговикористання як на рівні держави в цілому, так і на рівні окремих підприємств, організацій чи установ.

5. Проста ліквідація існуючої в Україні системи нормування питомих витрат ПЕР, попри всі її недоліки, не є доцільною, принаймні, найближчим часом. Однак, діюча система нормування потребує якнайскорішого удосконалення та подальшого розвитку. Одним з першочергових напрямків удосконалення існуючої системи нормування питомих витрат електричної енергії має бути удосконалення та подальший розвиток методології побудови електробалансів виробничо-господарських об'єктів.

6. Одним із перспективних напрямів розвитку методів складення балансів споживання електричної енергії є застосування з цією метою ймовірнісно-статистичних методів, які, на відміну від розрахунково-аналітичного методу, здатні на підставі відповідних звітно-статистичних даних забезпечити побудову достатньо достовірних та обґрунтованих електробалансів, що, у свою чергу, дасть змогу здійснювати більш об'єктивний контроль та аналіз ефективності використання електроенергії у суспільному виробництві.

7. Однак, із іншого боку, виходячи з вітчизняного та зарубіжного досвіду, очевидним є, що в нашій державі необхідно активізувати наукові дослідження у

напрямку створення та застосування методів контролю ефективності використання палива та енергії, альтернативних нормуванню їх питомих витрат, які з часом змогли б успішно доповнити або замінити існуючу систему нормування енергоспоживання.

8. Одним із можливих напрямів розвитку альтернативних підходів до оцінки та контролю енергоефективності є розроблення методології побудови та функціонування локальних систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії. При цьому прототипом для створення таких систем можуть послужити існуючі методики побудови та застосування традиційних систем контролю та планування енергоспоживання (систем КіП), що є складовою частиною систем енергетичного менеджменту і у зарубіжній практиці відомі під назвою *Monitoring and Targeting Systems*.

**РОЗДІЛ 5**  
**МЕТОДОЛОГІЯ ЗАСТОСУВАННЯ**  
**ЙМОВІРНІСНО-СТАТИСТИЧНИХ МЕТОДІВ**  
**ДЛЯ ПОБУДОВИ ЕЛЕКТРОБАЛАНСІВ ВИРОБНИЧИХ ОБ'ЄКТІВ**

**5.1. Загальні принципи застосування ймовірно-статистичного підходу до побудови балансів споживання електроенергії**

***5.1.1. Випадковий характер кількісних оцінок статей електробалансу та можливість знаходження найбільш ймовірної структури його витратної частини***

Необхідність використання для побудови балансів споживання електроенергії виробничо-господарських об'єктів ймовірно-статистичних методів ґрунтується на тому, що традиційний розрахунково-аналітичний метод не може успішно застосовуватись в умовах невизначеності вихідних даних щодо значень технологічних параметрів, показників умов виробництва, а також обсягів електроспоживання. До того ж, використання розрахунково-аналітичного методу не дає змоги враховувати випадковий характер зміни всіх цих величин. Тому цілком природним є припустити, що для отримання більш об'єктивних і достовірних електробалансів виробничо-господарських об'єктів у зазначених умовах є можливим і доцільним застосування саме методів теорії ймовірності та математичної статистики [248 – 257].

Основною проблемою побудови балансів споживання електроенергії виробничих об'єктів є визначення структури їх витратної частини, тобто складу та величин корисної витрати та втрат електроенергії [208, 210].

Натепер більшість вітчизняних підприємств, організацій та установ не мають достатньо розгалужених систем технічного обліку споживання електроенергії. Отже, єдиним достовірним джерелом інформації про електроспоживання на таких об'єктах є дані комерційного обліку електроенергії. Ці дані можуть бути отримані за будь-які попередні періоди й являють собою

досить точну та достовірну кількісну оцінку надходження електроенергії на об'єкт. Що ж стосується структури витратної частини електробалансу, то обсяги споживання електроенергії виробничим обладнанням і навіть підрозділами підприємства чи організації здебільшого, є достеменно невідомими.

Однак для будь-якого виробничо-господарського об'єкта завжди відомими є склад будівель і споруд, що належать до нього, виробнича структура об'єкта (тобто склад діляниць, цехів й інших підрозділів), а також схема електропостачання споживачів електроенергії. Таким чином, можна вважати, що для будь-якого об'єкта завжди є відомим детальний склад статей витратної частини електробалансу, тобто основні напрями корисного споживання та втрат електроенергії. Таким чином, невідомою фактично залишається кількісна оцінка статей витратної частини балансу.

Очевидно, що споживання електроенергії за кожним його напрямом здійснюється передусім для виробництва тієї чи іншої продукції, виконання певної роботи чи надання послуг. Причому на будь-якому господарському об'єкті, як правило, здійснюють достатньо точний облік обсягів виробництва продукції чи виконання робіт всіма підрозділами та навіть окремими технологічними установками.

Отже, визначення достатньо обґрунтованих і точних балансів споживання електроенергії на виробничих об'єктах може базуватися на використанні зазначених звітно-статистичних даних.

Виходячи зі специфіки застосування статистичних методів [249, 251 – 256], першим кроком, який необхідно зробити у цьому напрямку, має бути побудова математичної моделі, яка дала б можливість пов'язувати обсяги споживання електроенергії на об'єкті з асортиментом і кількістю випущеної продукції.

У загальному випадку можна прийняти, що кожен вид продукції виробляється та кожен вид робіт на підприємстві виконується відповідними окремими підрозділами. Тоді рівняння математичної моделі балансу споживання електроенергії для такого виробничо-господарського об'єкта можна записати у вигляді лінійного рівняння множинної регресії:

$$W = A + b_1 Q_1 + \dots + b_n Q_n + \varepsilon, \quad (5.1)$$

де  $W$  – загальний обсяг споживання електроенергії по підприємству в цілому протягом відповідного періоду;

$A$  і  $b_i$  – невідомі параметри (константи) рівняння множинної регресії;

$Q_i$  – результати виробничої діяльності кожного з підрозділів підприємства за той же період, тобто обсяги виробленої ними продукції чи виконаних робіт;

$\varepsilon$  – випадкова величина, що характеризує похибку регресійної моделі.

Лінійний характер залежності (5.1) визначається тим, що це рівняння регресії являє собою математичну модель витратної частини балансу споживання електроенергії на підприємстві, всі статті якої враховуються у балансі в першому ступені. Крім того, розглядаючи залежність між величиною споживання електроенергії виробничими підрозділами чи підприємством у цілому та їх обсягами виробництва, здебільшого, передбачають лінійний характер зв'язку між цими величинами [258 – 262].

Очевидно, що параметри залежності (5.1) мають певний фізичний зміст. Так параметр  $A$  можна розглядати як величину загальнозаводських витрат електроенергії (з урахуванням її втрат у заводських мережах і перетворювачах), а коефіцієнти  $b_i$  являють собою часткові питомі витрати електроенергії на виробництво відповідних видів продукції та виконання видів робіт у підрозділах підприємства.

Щоб визначити невідомі значення параметрів регресійної залежності (5.1)  $A$  та  $b_i$ , необхідно використати відповідну кількість вибірових значень випадкових величин, що входять до цього рівняння ( $W_j, Q_{1j}, \dots, Q_{nj}$ , де  $j = \overline{1, m}$ ). Тобто потрібно скласти та розв'язати систему рівнянь, кожне з яких матиме вигляд, подібний до (5.1).

З теореми Гауса-Маркова випливає, що оцінка невідомих значень параметрів регресійної залежності у класичній лінійній моделі є найкращою лінійною незміщеною оцінкою цих параметрів, якщо забезпечує мінімальну



залишкову дисперсію моделі. Тому складену систему рівнянь необхідно розв'язувати з використанням методу найменших квадратів [255].

Однак наявність математичної моделі зв'язку між загальним споживанням електроенергії на об'єкті й обсягами виробництва всіх видів продукції та виконання всіх видів робіт сама по собі ще не дає змоги визначити остаточну структуру витратної частини електробалансу. Інакше кажучи, побудова балансу споживання електроенергії на будь-якому об'єкті вимагає визначення якомога більш достовірних обсягів її витрати кожним з виробничих підрозділів.

Оскільки математична модель (5.1) має ту чи іншу залишкову похибку моделювання, обсяги споживання електроенергії підрозділами підприємства, що визначаються на підставі цієї моделі, слід розглядати як деякі випадкові величини, статистичні характеристики яких є достеменно невідомими через недостатність відповідних вихідних даних [208, 210].

Однак є очевидним, що між кількістю спожитої у будь-якому підрозділі електроенергії й обсягом продукції, виробленої в ньому, існує більш або менш тісний статистичний зв'язок. Тому, виходячи з математичної моделі балансу споживання електроенергії на підприємстві у цілому (5.1), для будь-якого  $i$ -го підрозділу даного виробничо-господарського об'єкта можна побудувати окрему (часткову) модель, яка визначатиме залежність між споживанням електроенергії та виробництвом продукції у цьому підрозділі. Кожну з таких часткових моделей, беручи до уваги рівняння (5.1), можна записати також у вигляді лінійної регресії:

$$W_i = a_i + b_i Q_i, \quad (5.2)$$

де  $W_i$  та  $Q_i$  – відповідно кількість спожитої електроенергії (з урахуванням її втрат у внутрішніх мережах підрозділу) й обсяг випущеної продукції чи виконаної роботи в  $i$ -му підрозділі підприємства за певний період;

$a_i$  та  $b_i$  – параметри рівняння регресії, з яких невідомим є тільки значення  $a_i$ .

Оскільки між споживанням електроенергії й обсягом випущеної продукції у кожному виробничому підрозділі підприємства існує певна стохастична

залежність, закон розподілу фактичного електроспоживання підрозділів можна визначити, виходячи з закону розподілу фактичних обсягів виробництва відповідних видів продукції, який можна встановити на підставі наявних статистичних даних про випуск продукції кожного виду ( $Q_{1j}, \dots, Q_{mj}$ , де  $j = \overline{1, m}$ ) за відомою методикою [256, 257].

Так як прийнято, що зв'язок між зазначеними випадковими величинами є лінійним, можна стверджувати, що закон розподілу невідомих обсягів споживання електроенергії ( $W_i$ ) для кожного підрозділу підприємства буде таким самим, як і закон розподілу обсягів виробництва відповідної продукції. При цьому параметри закону розподілу випадкової величини  $W_i$  (математичне сподівання  $M_{W_i}$  і середньоквадратичне відхилення  $\sigma_{W_i}$ ) визначаються за виразами [248, 257]:

$$M_{W_i} = a_i + b_i M_{Q_i}; \quad (5.3)$$

$$\sigma_{W_i}^2 = b_i^2 \sigma_{Q_i}^2, \quad (5.4)$$

де  $M_{Q_i}$  та  $\sigma_{Q_i}$  – відповідно математичне сподівання та середньоквадратичне відхилення обсягів виробництва продукції  $i$ -го підрозділу.

Таким чином, невідомі статистичні характеристики випадкових величин споживання електроенергії кожним із виробничих підрозділів підприємства можна встановити, виходячи з відомих статистичних характеристик обсягів виробництва продукції цими підрозділами, які також можна розглядати як випадкові величини. Однак для цього необхідно знати рівняння регресійної залежності між зазначеними величинами.

Щоб визначити рівняння регресії між споживанням електроенергії та виробництвом продукції для кожного підрозділу господарського об'єкта, тобто, щоб знайти значення невідомих параметрів  $a_i$  у рівняннях (5.2), необхідно певним чином розподілити між підрозділами константу  $A$  рівняння множинної регресії (5.1), числове значення якої дорівнює першій координаті вектора оцінок параметрів цього рівняння  $\hat{b}$ .

Такий розподіл завжди тією чи іншою мірою має умовний характер. Зокрема, у [263] пропонується розподіляти постійні витрати енергії пропорційно енергоємності окремих видів кінцевої продукції. Однак загальнозаводські витрати енергії між окремими підрозділами підприємства більш доцільно та коректно розподіляти пропорційно технологічним витратам енергії на виробництво відповідних видів продукції [258].

Таким чином, постійну складову ( $A$ ) математичної моделі електробалансу підприємства (5.1), яка включає загальнозаводські витрати електроенергії, а також її втрати у заводських мережах і перетворювачах, доцільно розподіляти між окремими підрозділами пропорційно величинам змінних складових їх електроспоживання ( $b_i Q_i$ ). Тобто невідомі значення констант  $a_i$  у рівняннях (5.2) можна визначити за формулою:

$$a_i = A \cdot \frac{b_i Q_i}{\sum_{i=1}^n b_i Q_i}. \quad (5.5)$$

Знайдені таким чином математичні моделі вигляду (5.2) визначають регресійну (тобто середньостатистичну) залежність обсягу споживання електроенергії у кожному підрозділі господарського об'єкта протягом певного періоду залежно від обсягу виробництва відповідного виду продукції. На підставі отриманих залежностей можна визначати статистичні характеристики випадкових величин споживання електроенергії підрозділами підприємства.

Невідомі значення обсягів споживання електроенергії у кожному з підрозділів, необхідні для побудови достовірного балансу споживання електроенергії підприємства, є випадковими величинами, на які, крім кількості виробленої продукції, впливають численні інші чинники (технічний стан і режими роботи обладнання, параметри технологічних процесів, показники виробничих і кліматичних умов тощо). Тому, використовуючи математичні моделі електроспоживання підрозділів підприємства (5.2), з достатньою достовірністю

можна визначити лише максимальні та мінімальні значення обсягів споживання енергії кожним із цих підрозділів.

Із цією метою для кожної з отриманих регресійних залежностей (5.2) необхідно побудувати певний довірчий інтервал, всередині якого з заздалегідь визначеною, достатньо високою ймовірністю будуть знаходитись фактичні значення обсягів електроспоживання кожного з підрозділів. Якщо фактичне споживання електроенергії тим чи іншим підрозділом як випадкова величина має нормальний закон розподілу, межі такого довірчого інтервалу для деякого  $i$ -го підрозділу можна визначати за виразами:

$$W_{\max i} = M_{W_i} + t_{1-\alpha} \sigma_{W_i}; \quad W_{\min i} = M_{W_i} - t_{1-\alpha} \sigma_{W_i}, \quad (5.6)$$

де  $M_{W_i}$  – математичне сподівання величин обсягу споживання електроенергії для  $i$ -го підрозділу, визначена на підставі відповідної регресійної моделі (5.2) та залежності (5.3);

$t_{1-\alpha}$  – квантиль порядку  $1-\alpha$  стандартизованого розподілу Гауса;

$\sigma_{W_i}$  – середньоквадратичне відхилення можливих обсягів електроспоживання даного підрозділу, визначене на підставі регресійної моделі (5.2) та залежності (5.4).

Таким чином, можна стверджувати, що з ймовірністю  $\alpha$  фактичний обсяг електроспоживання  $i$ -го підрозділу виробничо-господарського об'єкта знаходиться в інтервалі:

$$W_{\min i} < W_i < W_{\max i}. \quad (5.7)$$

У межах, встановлених довірчих інтервалів, для визначення достовірних обсягів споживання електроенергії виробничими підрозділами необхідно згенерувати серію можливих варіантів (альтернатив) величин їх електроспоживання. Зазначені альтернативи можливих обсягів споживання електроенергії підрозділами підприємства для різних періодів часу (наприклад, місяців) можна представити у вигляді матриці:

$$\begin{pmatrix} W_{11} & \cdots & W_{n1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ W_{1m} & \cdots & W_{nm} \end{pmatrix}. \quad (5.8)$$

Виходячи з того, що для кожного підрозділу підприємства відомо закони розподілу величин їх електроспоживання, а також параметри цих законів (5.3) та (5.4), можна визначити ймовірність появи кожної з можливих альтернатив обсягу споживання електроенергії. Зокрема, якщо закон розподілу обсягів електроспоживання деякого підрозділу є нормальним, такі ймовірності можна розрахувати наступним чином. Загальний діапазон можливих значень електроспоживання (5.7), визначений для відповідного підрозділу, необхідно розділити на певну кількість інтервалів. Ймовірність появи будь-якої альтернативи обсягу споживання електроенергії, що міститься у тому чи іншому інтервалі, розраховується за виразом [256]:

$$p_i = \Phi\left(\frac{W_{i,j} - M_{W_i}}{\sqrt{\sigma_{W_i}^2}}\right) - \Phi\left(\frac{W_{i,j-1} - M_{W_i}}{\sqrt{\sigma_{W_i}^2}}\right), \quad (5.9)$$

$$\text{де } \Phi\left(\frac{W_{i,j} - M_{W_i}}{\sqrt{\sigma_{W_i}^2}}\right) \text{ та } \Phi\left(\frac{W_{i,j-1} - M_{W_i}}{\sqrt{\sigma_{W_i}^2}}\right) - \text{числові значення інтеграла Лапласа}$$

[256] для верхньої та нижньої меж відповідного інтервалу можливих значень електроспоживання підрозділу.

Беручи до уваги, що загальне споживання електроенергії підприємством являє собою суму обсягів її споживання всіма підрозділами, та комбінуючи різні альтернативи електроспоживання цих підрозділів, можна отримати серію можливих обсягів електроспоживання виробничо-господарського об'єкта в цілому:

$$\begin{aligned}
W_{11} + W_{21} + \dots + W_{n1} &= W_{1\Sigma}^p, \\
W_{12} + W_{22} + \dots + W_{n2} &= W_{2\Sigma}^p, \\
W_{13} + W_{23} + \dots + W_{n3} &= W_{3\Sigma}^p, \\
&\dots \\
W_{1m} + W_{2m} + \dots + W_{nm} &= W_{m\Sigma}^p,
\end{aligned}
\tag{5.10}$$

де  $W_{ij}$  – альтернативний обсяг споживання електроенергії  $i$ -им підрозділом підприємства ( $i = 1, 2, \dots, n$ ) у  $j$ -му періоді (наприклад, місяці,  $j = 1, 2, \dots, m$ );

$W_{j\Sigma}^p$  – розрахунковий обсяг споживання електроенергії по підприємству в цілому для того ж  $j$ -го періоду (можливий варіант загального електроспоживання підприємства).

Для певної кількості отриманих таким чином розрахункових варіантів загального електроспоживання виробничо-господарського об'єкта виконується нерівність:

$$\frac{|W_{j\Sigma}^p - W_{j\Sigma}^\phi|}{W_{j\Sigma}^\phi} \cdot 100 \geq \Delta,
\tag{5.11}$$

де  $W_{j\Sigma}^\phi$  – фактичний обсяг споживання електроенергії по підприємству в цілому в  $j$ -му періоді;

$\Delta$  – заздалегідь встановлене припустиме відхилення розрахункового значення загального електроспоживання підприємства від його фактичного обсягу, визначеного за приладами обліку.

Тобто частина розрахункових варіантів обсягу електроспоживання підприємства є неможливими, оскільки вони істотно відрізняються від відомих фактичних обсягів споживання електроенергії на підприємстві. Тому такі варіанти електроспоживання відразу треба виключити з подальшого розгляду.

Для тих можливих розрахункових значень загального споживання електроенергії на підприємстві, які несуттєво відрізняються від його фактичної величини (нерівність (5.11) не виконується), визначається ймовірність появи

відповідної комбінації альтернатив обсягів електроспоживання кожного з підрозділів ( $p_c$ ).

Оскільки поява кожної з можливих альтернатив обсягу споживання електроенергії підрозділами, що входять до відповідного варіанта загального електроспоживання господарського об'єкта, є незалежними подіями, сумісна ймовірність виникнення того чи іншого результату (тобто варіанту загального електроспоживання підприємства) визначається [256, 257] як:

$$P_c = P_1 \cdot P_2 \cdot \dots \cdot P_n, \quad (5.12)$$

де  $p_i$  – ймовірності появи кожної альтернативи обсягу споживання електроенергії підрозділами підприємства, що входять до відповідного варіанта загального електроспоживання підприємства.

Таким чином, різні комбінації обсягів споживання електроенергії за підрозділами підприємства можуть бути ранжирувані за величиною сумісної ймовірності виникнення можливих варіантів загального обсягу споживання електроенергії на підприємстві. При цьому можна стверджувати, що варіант загального електроспоживання підприємства, який має найбільшу суміщену ймовірність його появи, відображає найбільш ймовірну структуру витратної частини електробалансу об'єкта, тобто характеризує найбільш ймовірний розподіл загальної величини електроспоживання підприємства між його підрозділами або видами продукції.

Таким чином, застосовуючи наведений вище алгоритм реалізації ймовірнісно-статистичного підходу, який пропонується використовувати в умовах невизначеності вихідних даних, у принципі, можна одержувати більш достовірні й обґрунтовані баланси споживання електроенергії виробничо-господарських об'єктів, ніж побудовані за допомогою спрощеного розрахунково-аналітичного методу.

Однак при цьому слід зазначити, що можливість застосування наведеного вище алгоритму використання ймовірнісно-статистичних методів для побудови електробалансів може виявитися суттєво обмеженою з таких причин:

1) Реальний характер зв'язку між обсягом виробництва продукції підрозділами й їх електроспоживанням далеко не завжди є лінійним (у цьому випадку не будуть справедливими залежності (5.3) та (5.4), за допомогою яких можна визначити невідомі параметри закону розподілу електроспоживання).

2) Наявні дані про фактичний обсяг виробництва всіх видів продукції часто можуть виявитися дещо перекрученими чи недостатніми для побудови адекватних математичних моделей електроспоживання або для перевірки законів розподілу відповідних випадкових величин: якщо закон розподілу є невідомим, то неможливо коректно побудувати довірчі інтервали споживання електроенергії виробничими підрозділами, а також визначити ймовірність знаходження фактичних обсягів електроспоживання у тому чи іншому інтервалі.

3) Застосування процедури генерування варіантів (альтернатив) можливих обсягів споживання електроенергії виробничими підрозділами дає можливість одержувати тільки дискретні рішення задачі визначення найбільш ймовірних величин їх електроспоживання, що може бути причиною появи суттєвих похибок одержуваних результатів.

4) Наведений алгоритм використання ймовірнісно-статистичних методів є непридатним для побудови більш детальних електробалансів: за технологічними процесами, агрегатами чи установками.

Крім того, практичне застосування наведеного алгоритму ймовірнісно-статистичного підходу до побудови балансів електроспоживання виробничих об'єктів може бути значно ускладненим для виробництв, що мають широкий асортимент продукції та складну, розгалужену схему технологічного процесу, коли окремі види продукції виготовляються численними агрегатами й установками, що входять до складу багатьох підрозділів.

Тим не менше, використання такого алгоритму вирішення задачі побудови електробалансів слід вважати можливим і доцільним напрямком підвищення обґрунтованості та достовірності балансів споживання електроенергії на виробничо-господарських об'єктах в умовах недостатності та невизначеності



вихідних даних, зокрема, коли є невідомим повний склад виробничого обладнання та його технічні характеристики.

Однак для цього необхідно розробити більш детальні, специфічні алгоритми застосування ймовірісно-статистичних методів, які були б адаптовані до різних характерних умов і випадків побудови електробалансів та дали змогу одержувати хороші результати вирішення цієї задачі.

### ***5.1.2. Методичні основи побудови оптимальних розрахункових моделей електробалансів виробничо-господарських об'єктів***

Як вже було зазначено, у реальних умовах дані про обсяги виробництва продукції можуть бути неповними або недостатніми для застосування наведеного у попередньому розділі алгоритму використання ймовірісно-статистичного підходу до побудови електробалансів. Із іншого боку, зазвичай є відомим повний склад виробничого обладнання та його технічні характеристики, зокрема, встановлена електрична потужність. У такій ситуації побудова балансів споживання електроенергії для різних виробничо-господарських об'єктів традиційно здійснюється спрощеним розрахунково-аналітичним методом. Однак, як зазначалося раніше, необхідні розрахунки виконуються в умовах невизначеності вихідної інформації.

Зокрема, коефіцієнти завантаження та тривалість роботи обладнання здебільшого є невизначеними, тобто достеменно невідомими параметрами. На практиці числові значення коефіцієнтів завантаження кожного виду обладнання для побудови електробалансів, як правило, визначаються на підставі відповідної довідкової літератури (наприклад, [264]). При цьому зрозуміло, що довідкові коефіцієнти не тільки є середньостатистичними величинами та зазвичай не відповідають конкретним виробничим умовам того чи іншого підприємства, але й наводяться у вигляді певних інтервалів можливих їх значень. Очевидно, що використання різних можливих значень довідкових коефіцієнтів завантаження (наприклад, мінімальних або максимальних) помітно впливає на результати розрахунку обсягу споживання електроенергії того чи іншого виду обладнання.

Тому необхідна точність побудови балансу споживання електроенергії виробничих об'єктів на практиці досягається шляхом виконання численних ітеративних розрахунків, у процесі яких поступово підбираються найбільш достовірні значення коефіцієнтів завантаження відповідних установок чи агрегатів. Те саме стосується тривалості роботи устаткування, достовірні значення якої також визначаються шляхом підбору. Очевидно, що, застосовуючи такий підхід, не можна очікувати, що досягнуті у результаті ітеративних розрахунків значення коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи кожного виду обладнання будуть відповідати їх реальним величинам. Це означає, що електробаланси виробничо-господарських об'єктів, визначені спрощеним розрахунково-аналітичним методом, у дійсності не є фактичними чи плановими балансами, а являють собою деякі їх розрахункові моделі. Причому процедура побудови таких моделей у діючих методиках не є чітко визначеною та тому значною мірою має суб'єктивний характер [209, 211, 265].

Зазначені обставини призводять до того, що на практиці при побудові електробалансів виробничих об'єктів намагаються досягти досить точного збігу розрахункового та середнього фактичного обсягу споживання електроенергії на підприємстві у цілому, що спостерігався протягом кількох останніх років. При цьому розподіл загального електроспоживання між підрозділами й окремими видами обладнання здебільшого виявляється суттєво спотвореним і не відповідає реальній структурі витратної частини електробалансу. Тобто побудовані таким чином розрахункові моделі балансів споживання електроенергії виробничо-господарських об'єктів не є достатньо адекватними їх реальним електробалансам [209, 211].

Отже, слід припустити, що в умовах невизначеності числових значень вихідних даних або їх недостатності, для побудови балансів споживання електроенергії виробничих об'єктів одним із доцільних напрямів підвищення їх точності й обґрунтованості є застосування методів нечіткої логіки та математики, які дають можливість на підставі наявних оцінок відповідних показників визначати їх найбільш достовірні значення.

Беручи до уваги, що невизначеними показниками, які використовуються для побудови електробалансів спрощеним розрахунково-аналітичним методом, є коефіцієнти завантаження та тривалість роботи кожного виду обладнання, для підвищення точності й обґрунтованості балансів споживання електроенергії на виробничо-господарських об'єктах перш за все необхідно заздалегідь визначати достовірні значення цих показників. Початкові значення цих параметрів можна визначити шляхом застосування методів експертного опитування [266, 267].

Для визначення достовірних значень цих параметрів доцільно використовувати спеціальні професійні знання та виробничий досвід фахівців, які працюють на підприємстві (енергетиків, менеджерів виробництва, операторів технологічних процесів, технологів, фахівців із технічного обслуговування обладнання тощо).

Очевидно, що зазначені фахівці також не знають точних значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи тих чи інших агрегатів чи установок, тим більше, що ці показники не мають певних постійних значень, а значною мірою є випадковими величинами. Проте, як свідчить практика, фахівці підприємства зазвичай мають досить чітке уявлення про межі, в яких із достатньо високою ймовірністю знаходяться відповідні параметри.

Процедуру знаходження експертним шляхом найбільш ймовірних інтервалів можливих значень вихідних даних, необхідних для побудови електробалансів можна продемонструвати на прикладі коефіцієнтів завантаження обладнання [268].

#### ***5.1.2.1. Експертне визначення найбільш ймовірних інтервалів можливих значень коефіцієнтів завантаження обладнання***

Процедура опитування експертів із метою визначення найбільш ймовірних, максимально наближених до реальних інтервалів значень коефіцієнтів завантаження обладнання є такою. Експерти отримують анкету, в якій для кожного виду обладнання зазначено діапазон теоретично можливих значень коефіцієнта завантаження, розділений, наприклад, на чотири інтервали, що дає

змогу встановити п'ять рівнів можливих значень цього коефіцієнта (рис. 5.1). Отримані таким чином рівні можливих значень коефіцієнта завантаження обладнання являють собою певну шкалу. Кожному експерту пропонується на цій шкалі вертикальною лінією позначити числове значення, яке, на його думку, має реальний середній коефіцієнт завантаження відповідного обладнання [268].

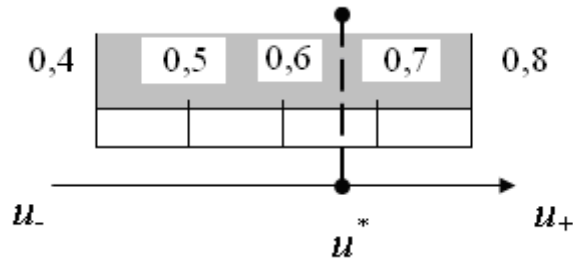


Рисунок 5.1 – Приклад оцінювання експертом числового значення середнього коефіцієнта завантаження обладнання

Отримані від експертів анкети обробляються з метою встановлення найбільш ймовірних інтервалів реальних середніх значень коефіцієнтів завантаження обладнання. Очевидно, що «індивідуальні» результати опитування експертів значною мірою мають суб'єктивний характер. Тому найбільш ймовірний інтервал можливих значень цього показника визначають шляхом усереднення зроблених всіма експертами оцінок «суб'єктивної» імовірності того, що реальний середній коефіцієнт завантаження обладнання має те чи інше числове значення.

Для цього перш за все на підставі результатів опитування кожного експерта необхідно визначити рівень «суб'єктивної» ймовірності  $p$  того, що реальний середній коефіцієнт завантаження обладнання збігається з оцінкою його величини, зробленою цим експертом.

Виходячи з того, що реальні значення коефіцієнтів завантаження всіх видів обладнання знаходяться у досить вузьких межах [264], діапазон теоретично можливих значень цих коефіцієнтів достатньо поділити на чотири інтервали. При цьому для визначення невідомих рівнів «суб'єктивної» імовірності  $p$  можна побудувати сімейство з п'яти кусково-лінійних функцій належності нечіткого параметру (коефіцієнту завантаження обладнання) [269]. Для прикладу оцінки експертом середнього коефіцієнта завантаження обладнання, наведеного на

рис. 5.1, такі функції визначаються такими рівняннями:

$$\mu_{0,4}(u) = \begin{cases} 1 - \frac{u}{2}, & u \in [0,1], \\ \frac{2}{3} - \frac{u}{6}, & u \in (1,4]; \end{cases} \quad (5.13)$$

$$\mu_{0,5}(u) = \begin{cases} \frac{1}{2} + \frac{u}{2}, & u \in [0,1], \\ \frac{3}{2} - \frac{u}{2}, & u \in (1,2], \\ 1 - \frac{u}{4}, & u \in (2,4]; \end{cases} \quad (5.14)$$

$$\mu_{0,6}(u) = \begin{cases} \frac{u}{2}, & u \in [0,2], \\ 2 - \frac{u}{2}, & u \in (2,4]; \end{cases} \quad (5.15)$$

$$\mu_{0,7}(u) = \begin{cases} \frac{u}{4}, & u \in [0,2], \\ \frac{u}{2} - \frac{1}{2}, & u \in (2,3], \\ \frac{5}{2} - \frac{u}{2}, & u \in (3,4]; \end{cases} \quad (5.16)$$

$$\mu_{0,8}(u) = \begin{cases} \frac{u}{6}, & u \in [0,3], \\ \frac{u}{2} - 1, & u \in (3,4]. \end{cases} \quad (5.17)$$

Числові значення функцій належності, відкладені на осі  $u$ , являють собою рівні, які відповідають певним можливим значенням середнього коефіцієнта завантаження обладнання. У даному випадку таких рівнів значень цього коефіцієнта п'ять.

Графічне зображення зазначених функцій належності наведено на рис. 5.2 [269].

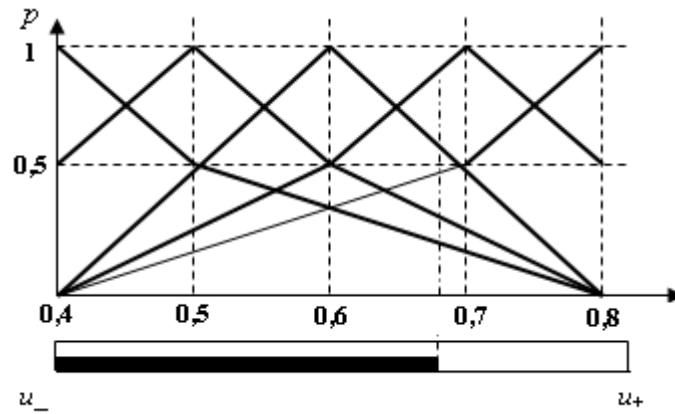


Рисунок 5.2 – Функції належності нечіткого параметра (середнього коефіцієнта завантаження обладнання)

Таким чином, для кожної «індивідуальної» оцінки окремим експертом можливого значення середнього коефіцієнта завантаження обладнання на підставі побудованих функцій належності можна визначити п'ять значень «суб'єктивної» ймовірності  $p_j^k$  збігу цієї оцінки з одним із можливих рівнів значень цього показника ( $j$  – умовний номер відповідного рівня можливих значень середнього коефіцієнта завантаження ( $j = 0, \dots, 4$ ),  $k$  – умовний номер експерта ( $k = 1, \dots, N$ ), де  $N$  – загальна кількість експертів). Із цією метою можна використати два способи – графічний і аналітичний. Користуючись графічним способом, необхідно накласти графіки функцій належності нечіткого параметра на шкалу можливих його значень та, використовуючи «індивідуальну» оцінку експертом величини цього параметра як абсцису, знайти ординати відповідних точок на графіках функцій належності. Ці ординати і є шуканими значеннями «суб'єктивної» ймовірності. Використовуючи аналітичний спосіб, необхідно спочатку визначити відповідне числове значення  $u_j$  «індивідуальної» експертної оцінки величини нечіткого параметра ( $u_j \in [0; 4]$ ). Далі треба розраховувати значення «суб'єктивних» ймовірностей  $p_j^k$ ,  $j = 0, \dots, 4$ , підставляючи величину  $u_j$  в вирази (5.13)–(5.17).

На підставі знайдених таким чином ймовірностей  $p_j^k$ , визначених за «індивідуальними» результатами опитування окремо кожного з експертів, для

кожного з рівнів можливих значень середнього коефіцієнта завантаження обладнання можна розраховувати усереднені «суб'єктивні» ймовірності, які враховують оцінки реального значення цього коефіцієнта всіма експертами:

$$p_j = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N p_j^k. \quad (5.18)$$

На основі розрахованих таким чином усереднених «суб'єктивних» ймовірностей для кожної одиниці обладнання можна визначити найбільш ймовірну оцінку величини реального середнього коефіцієнта його завантаження або, що слід вважати більш доцільним, найбільш ймовірний інтервал, в якому знаходиться дійсне значення цього коефіцієнта.

Аналогічну процедуру експертного визначення можна застосовувати також для встановлення найбільш ймовірних інтервалів тривалості роботи кожного виду обладнання протягом відповідного періоду.

Таким чином, застосовуючи методи експертного опитування, для будь-якого виробничо-господарського об'єкта можна визначити найбільш ймовірні інтервали, в яких знаходяться реальні середні значення коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи основного й допоміжного обладнання.

Маючи такі дані, навіть спрощеним розрахунково-аналітичним способом можна будувати більш обґрунтовані та достовірні баланси споживання електроенергії, ніж у разі використання нечітких і недостовірних вихідних даних, як це традиційно робиться у вітчизняній практиці. Однак, приймаючи до уваги, що експертним шляхом доцільно визначати найбільш ймовірні інтервали можливих значень середніх коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання, на підставі цих даних спрощеним розрахунково-аналітичним шляхом може бути побудована достатньо велика кількість розрахункових моделей електробалансу того чи іншого виробничого об'єкту. При цьому залишається невирішеним питання стосовно того, яка з цих численних моделей балансу споживання електроенергії є найбільш достовірною.

Приклад експертного встановлення найбільш ймовірних інтервалів нечітко визначених величин коефіцієнтів завантаження обладнання наведено у додатку Д.

#### ***5.1.2.2. Визначення найбільш достовірних розрахункових моделей електробалансу з застосуванням методів оптимального програмування***

На кожному виробничо-господарському об'єкті на підставі даних комерційного обліку завжди є достеменно відомими фактичні загальні обсяги споживання електроенергії за попередні періоди (роки, квартали, місяці тощо). Однак при цьому найчастіше відсутні будь-які інші фактичні дані щодо обсягів споживання електроенергії в підрозділах підприємства чи організації, у технологічних процесах, а також окремими агрегатами чи установками.

Тому побудова електробалансів виробничих об'єктів із використанням розрахунково-аналітичного методу традиційно являє собою деяку ітеративну процедуру, у ході якої розрахункові величини споживання електроенергії, визначені для кожного виду основного та допоміжного обладнання, поступово коригують таким чином, щоб загальний обсяг електроспоживання для підприємства у цілому якомога точніше збігався з фактичною витратою електроенергії на цьому об'єкті протягом відповідного періоду. Очевидно, що така процедура коригування є невизначеною, оскільки достеменно невідомо, для яких видів обладнання й як саме потрібно змінювати розрахункові значення їх електроспоживання, щоб для підприємства у цілому збалансувати надходження та витрати енергії. Через цю невизначеність розрахункові витрати електроенергії окремими видами обладнання коригують досить довільно.

З іншого боку, як зазначалося, для будь-якого виробничого об'єкта є відомим склад статей витратної частини балансу споживання електроенергії, тобто перелік основного та допоміжного обладнання за його видами й встановлена потужність цього обладнання. Крім того, як показано у попередньому підпункті, шляхом застосування експертних методів для кожної одиниці виробничого обладнання може бути визначено також найбільш ймовірні



інтервали можливих значень середніх коефіцієнтів його завантаження та тривалості роботи протягом відповідного періоду.

Виходячи з цих даних, побудова достовірного й обґрунтованого електробалансу підприємства, а точніше – процедура визначення структури його витратної частини, може ґрунтуватися на знаходженні найбільш достовірних значень коефіцієнтів завантаження обладнання та тривалості його роботи у межах встановлених експертним шляхом інтервалів можливих їх значень. При цьому найбільш достовірними можна вважати такі числові значення коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи кожного виду обладнання, за яких розрахунковий обсяг споживання електроенергії на виробничо-господарському об'єкті буде мінімально відрізнятися від фактичної величини його електроспоживання протягом відповідного періоду [212, 270].

Таким чином, процес визначення достовірної структури витратної частини балансів споживання електроенергії на виробничих об'єктах можна сформулювати як задачу оптимального програмування. Цільова функція цієї оптимізаційної задачі має такий загальний вигляд:

$$z = (W_{\text{пр}} - W_{\text{розн}})^2 \rightarrow \min, \quad (5.19)$$

де  $W_{\text{пр}}$  – фактичний обсяг споживання електроенергії на виробничо-господарському об'єкті за відповідний період, визначений за допомогою приладів обліку;

$W_{\text{розн}}$  – розрахунковий обсяг витрати електроенергії на цьому об'єкті для того ж періоду з урахуванням втрат електроенергії у загальнозаводських та цехових мережах і перетворювачах.

Як зазначалося, для визначення розрахункового обсягу споживання електроенергії кожного виду обладнання будь-якого виробничо-господарського об'єкта з застосуванням спрощеного розрахунково-аналітичного методу використовується формула:

$$W_{\text{розр}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{вст.}i} k_{3,i} T_i, \quad (5.20)$$

де  $n$  – кількість видів (або одиниць) обладнання, що споживає електричну енергію;

$P_{\text{вст.}i}$  – загальна встановлена потужність обладнання  $i$ -го виду;

$k_{3,i}$  – середній коефіцієнт завантаження обладнання;

$T_i$  – тривалість роботи цього обладнання протягом відповідного періоду.

Отже, беручи до уваги залежність (5.20), а також необхідність враховувати для побудови балансу втрати електроенергії у відповідних мережах і перетворювачах, цільову функцію оптимізаційної задачі встановлення достовірної структури витратної частини електробалансу підприємства остаточно можна записати у вигляді:

$$z = (W_{\text{пр}} - (\sum_{i=1}^n P_{\text{вст.}i} k_{3,i} T_i + \Delta W_{\text{тр}} + \Delta W_{\text{л}}))^2 \rightarrow \min, \quad (5.21)$$

де  $\Delta W_{\text{тр}}$  – втрати електроенергії у цехових і загальнозаводських перетворювачах (трансформаторах);

$\Delta W_{\text{л}}$  – втрати електроенергії у цехових і заводських мережах.

Очевидно, що на числові значення всіх змінних оптимізації ( $k_{3,i}$  та  $T_i$ ), що входять до цільової функції (5.21), повинні бути накладені обмеження, які мають вигляд нерівностей:

$$k_{3,i \min} \leq k_{3,i} \leq k_{3,i \max}, \quad k_{3,i} > 0; \quad T_{i \min} \leq T_i \leq T_{i \max}, \quad T_i > 0, \quad (5.22)$$

де  $k_{3,i \min}$ ,  $k_{3,i \max}$ ,  $T_{i \min}$ ,  $T_{i \max}$  – відповідні мінімальні та максимальні величини змінних оптимізації, що визначаються на підставі результатів експертного опитування спеціалістів щодо достовірних інтервалів, у яких можуть міститися фактичні коефіцієнти завантаження та тривалість роботи кожного виду обладнання.

Отже, визначення найбільш достовірної структури витратної частини балансу споживання електроенергії на будь-якому виробничо-господарському об'єкті можна розглядати як задачу квадратичного програмування з обмеженнями, для розв'язання якої можна скористатися одним із методів прямого пошуку оптимального значення цільової функції  $n$  змінних, зокрема, методом Хука–Дживса [179].

Таким чином, можна стверджувати, що використання запропонованих методичних основ визначення найбільш ймовірних інтервалів можливих значень вихідних даних і застосування методів оптимального програмування [270] дають змогу будувати баланси споживання електроенергії виробничо-господарських об'єктів, які є більш обґрунтованими та достовірними порівняно з електробалансами, складеними традиційним спрощеним розрахунково-аналітичним методом.

## **5.2. Застосування ймовірнісно-статистичних методів у різних умовах і випадках побудови електробалансів виробничих об'єктів**

### **5.2.1. Ієрархічний підхід до побудови балансів споживання електроенергії з застосуванням ймовірнісно-статистичних методів**

Можливість і доцільність застосування тих чи інших методів побудови електробалансів виробничих об'єктів насамперед залежить від наявності, повноти та достовірності вихідних даних, зокрема даних про обсяги споживання електроенергії, тобто від рівня охоплення підприємства приладами обліку електроспоживання. Виходячи з цього, задача побудови витратної частини електробалансів може вирішуватись в умовах, які відповідають одному з трьох основних варіантів оснащення підприємств приладами обліку споживання електроенергії, наведених на рис. 5.3.

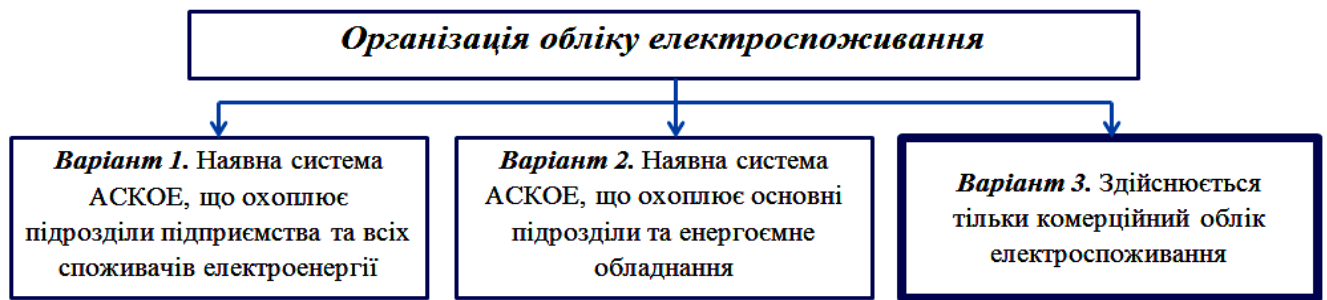


Рисунок 5.3 – Умови, в яких може здійснюватися побудова електробалансів виробничих об’єктів

На підприємствах із сучасними та розгалуженими автоматизованими системами обліку енергоспоживання (варіант 1, рис 5.3), побудова фактичних електробалансів і подальший контроль ефективності використання електроенергії на їх основі може здійснюватись автоматично (з застосуванням спеціальних програмних засобів обробки даних обліку) та з будь-якою періодичністю [271]. Однак, на практиці на більшості вітчизняних підприємств такі розгалужені системи обліку, оснащені відповідними засобами обробки даних, відсутні. Таким чином, можна стверджувати, що характерними для підприємств України є варіанти 2 та 3 організації обліку електроспоживання (рис. 5.3).

За наявності приладів обліку за варіантом 2 (рис. 5.3) відомими даними для побудови електробалансів є фактичні обсяги споживання електроенергії підприємством у цілому, а також окремими його підрозділами й енергоємними агрегатами, оснащеними приладами технічного обліку. Проте електроспоживання більшої частини технологічного обладнання на таких підприємствах не охоплене обліком. Отже вирішення задачі побудови електробалансів в умовах варіанту 2 (рис. 5.3) у порівнянні з варіантом 1 є значно більш складною, оскільки тільки незначна частина потрібних вихідних даних може бути отримана з будь якою періодичністю за допомогою приладів комерційного та технічного обліку, а фактичні обсяги електроспоживання більшості агрегатів залишаються невідомими.

Варіант 3 (рис. 5.3) передбачає наявність на підприємстві лише приладів комерційного обліку електроспоживання, за якими здійснюється сплата рахунків за споживання електроенергії. Такі умови є найбільш складним для визначення

витратної частини електробалансів, тим не менше, вони є найбільш розповсюдженими на підприємствах України. Побудова електробалансів у зазначеному випадку здійснюється в умовах невизначеності вихідних даних, зокрема, фактичних обсягів споживання електроенергії підрозділами підприємства, а також окремо кожною одиницею виробничого обладнання.

Тим не менше, як зазначалося раніше, у таких умовах успішне вирішення задачі побудови електробалансів є можливим на основі застосування ймовірнісно-статистичного підходу [213]. Зокрема, саме цей підхід, що базується на застосуванні експертних методів, а також методів теорії ймовірності та математичної статистики, дає можливість будувати електробаланси в умовах недостатньої та нечіткої вихідної інформації, а також враховувати випадковий характер обсягів електроспоживання та чинників, що на нього впливають.

Однак, не зважаючи на очевидні переваги ймовірнісно-статистичного підходу до складення електробалансів, застосування наведеного у підрозділі 5.1 спрощеного алгоритму такого підходу, як зазначалося, має певні обмеження, для усунення яких необхідно розробити більш складну та коректну методологію використання ймовірнісно-статистичних методів для побудови достовірних, технічно та технологічно обґрунтованих балансів електроспоживання [272].

Під час побудови електробалансів ймовірнісно-статистичними методами необхідно враховувати багаторівневість системи постачання електроенергії й індивідуальні особливості виробничих процесів на кожному окремому підприємстві. Промислові підприємства України характеризуються складною розгалуженою виробничою структурою, яку можна представити у вигляді сукупності основних, допоміжних й обслуговуючих виробничих підрозділів [273]. У кожному з виробничих підрозділів використовується значна кількість одиниць технологічного обладнання, яке формує специфічний взаємозв'язок процесів виробництва продукції та споживання енергоресурсів, зокрема, електроенергії [274]. Крім того, у процесі виконання виробничих операцій зазначене обладнання працює у різних режимах споживання електроенергії. Ця особливість підприємств значно ускладнює процедуру побудови елетробалансів відповідних об'єктів [259,

275, 276]. Тому з метою спрощення даної задачі найбільш доцільно використовувати ієрархічний підхід до побудови електробалансів із застосуванням ймовірно-статистичних методів (рис. 5.4).



Рисунок 5.4 – Ієрархічний підхід до побудови електробалансів промислових підприємств

Згідно рис. 5.4, побудову електробалансів, а також їх подальший аналіз, пропонується здійснювати на двох рівнях: спочатку за видами продукції, що виробляється на підприємстві, а потім – за агрегатами, задіяними у процесі виробництва кожного окремого виду чи сорту продукції. Такий підхід дає можливість значною мірою врахувати особливості кожного підприємства, зменшити розмірність задачі й отримувати більш достовірні й обґрунтовані електробаланси, склад і структура яких є зручною для подальшого використання у процесі контролю й аналізу енергоефективності.

Побудову електробалансів на першому рівні необхідно починати з визначення основних видів продукції підприємства, що розглядається. Виробництво кожного з зазначених видів продукції являє собою окремий напрямок споживання електроенергії, якому відповідає окрема стаття електробалансу, що складається на цьому рівні.

Побудова й аналіз електробалансів за видами продукції дають змогу у подальшому здійснювати контроль та аналіз ефективності використання електроенергії на підприємстві у цілому або у його підрозділах шляхом визначення традиційних показників енергоефективності, наприклад, питомих витрат енергії. Однак, відповідні показники є занадто укрупненими та не дають

можливості здійснювати більш детальний і, що не менш важливо, – оперативний контроль та аналіз ефективності використання енергії на підприємстві. Тому завжди існує необхідність побудови балансів другого рівня (рис. 5.4), тобто балансів споживання енергії за агрегатами, які задіяні у процесах виробництва кожного окремого виду продукції. Необхідно зазначити, що саме електробаланси за агрегатами дають можливість здійснювати контроль енергоефективності, у тому числі й оперативний, локальних технологічних об'єктів (установок, агрегатів, технологічних процесів тощо).

Побудову електробалансів другого рівня слід починати з ознайомлення з технологічними схемами виробництва продукції. Технологічні схеми дають змогу визначити склад обладнання, яке застосовується для виробництва того чи іншого виду продукції, а отже слугують основою для формування структури витратної частини електробалансів за агрегатами.

Процес визначення кількісних величин витрат і втрат електроенергії, які являють собою відповідні статті електробалансів, що складаються на кожному з рівнів їх побудови, у разі застосування ймовірісно-статистичних методів, цілком залежить від наявності на підприємстві та повноти вихідних даних про виробничі показники й технічні характеристики обладнання.

Основні технічні параметри виробничого обладнання, як правило, наведено у його паспортах. Однак, як відомо, значну частину обладнання, яке використовується на українських підприємствах, було виготовлено ще за радянських часів і воно є технічно застарілим. Для такого обладнання, як правило, було виконано значну кількість капітальних ремонтів і робіт із модернізації. Зважаючи на це, реальні технічні характеристики такого обладнання, які мають бути використані для побудови електробалансів, здебільшого, вже не відповідають паспортним даним і дуже часто взагалі не є достеменно відомими.

Важливу додаткову і більш об'єктивну інформацію для складення електробалансів на кожному з зазначених рівнів їх побудови, у принципі, можна отримати на основі статистичних даних про параметри технологічних процесів і про обсяги виробництва продукції чи виконання певних робіт. Однак на практиці

облік необхідних виробничих і технологічних параметрів здійснюється далеко не на всіх підприємствах. Крім того, досить часто обсяг наявних звітних даних про відповідні виробничі показники не є достатнім для застосування тих чи інших статистичних методів побудови електробалансів.

Виходячи з зазначеного, з метою побудови якомога більш об'єктивних й обґрунтованих електробалансів, у залежності від наявності та повноти відповідних наборів вихідних даних у дисертаційній роботі розроблено декілька підходів до вирішення зазначеної задачі. Надалі характерні умови, в яких здійснюється побудова електробалансів, у роботі називатимуться Ситуаціями (рис. 5.5). Спільною рисою всіх розроблених підходів є застосування ймовірнісно-статистичних методів, які дають можливість одержувати якомога більш достовірні результати побудови електробалансів, навіть у випадках недостатньої та нечіткої вихідної інформації.



Рисунок 5.5 – Характерні умови побудови електробалансів виробничих об'єктів

Застосування ймовірнісно-статистичного підходу до побудови балансів споживання електроенергії на виробничих об'єктах найбільш доцільно продемонструвати насамперед для найбільш розповсюдженого варіанту організації обліку споживання електроенергії, тобто для підприємств, які мають лише прилади комерційного обліку електроспоживання (рис. 5.3, варіант 3).



### ***5.2.2. Побудова електробалансів виробничих об'єктів за відомими загальними обсягами споживання електроенергії на підприємстві***

На сьогодні на підприємствах України використовується значна кількість технологічного обладнання, для якого облік технологічних параметрів, кількості виробленої продукції чи виконаних робіт, а також обсягів споживання електроенергії не здійснюється. Відповідно, такі умови побудови електробалансів виробничих об'єктів є найбільш складними. Фактично єдиною достовірною вихідною інформацією для вирішення даної задачі у цьому випадку є обсяги споживання електроенергії підприємством у цілому, за якими здійснюється оплата рахунків за використану електроенергію (ситуація 1, рис. 5.5). Однак і в цих умовах на будь-якому підприємстві, як правило, можуть бути отримані також певні додаткові дані, необхідні для складення електробалансів, зокрема, на підставі технологічних схем виробництва продукції, які дають можливість визначати, яке саме обладнання є задіяним у виробництві того чи іншого її виду [272, 277].

Традиційно, у такій ситуації на вітчизняних підприємствах застосовується спрощений розрахунково-аналітичний метод побудови електробалансів. Він передбачає знаходження обсягів електроспоживання окремих агрегатів як добутку встановленої електричної потужності кожної одиниці обладнання, середнього коефіцієнту його завантаження та тривалості роботи цього обладнання протягом відповідного періоду (5.20). Однак, облік числових значень останніх двох параметрів у виразі (5.20) на більшості підприємств не здійснюється. Деякі, доволі широкі інтервали можливих значень необхідних для розрахунку коефіцієнтів завантаження виробничого обладнання можна знайти у довідковій літературі [278]. Що ж стосується тривалості роботи, то для більшості видів обладнання вона взагалі є достеменно невідомою. Очевидно, що вибрати достатньо близькі до фактичних значення коефіцієнтів завантаження з наведених у довідниковій літературі інтервалів їх можливих величин, а тим більше визначити тривалість роботи кожної одиниці обладнання, не виконуючи ніяких додаткових спостережень чи вимірювань, практично неможливо. Таким чином на

практиці знаходження числових значень статей електробалансів із використанням спрощеного розрахунково-аналітичного методу, здебільшого, здійснюється в умовах невизначеності вихідних даних, що суттєво знижує об'єктивність й обґрунтованість отриманих результатів [279, 280]. Тим не менше, у вітчизняній практиці в зазначених умовах застосування цього методу залишається єдиним способом побудови електробалансів відповідних виробничих об'єктів.

Суттєво покращити результати вирішення цієї задачі на основі спрощеного розрахунково-аналітичного способу можна, поєднуючи його з ймовірнісно-статистичними методами. Основною метою застосування ймовірнісно-статистичного підходу до побудови електробалансів у цьому випадку є знаходження найбільш ймовірних, тобто максимально наближених до реальних числових значень коефіцієнтів завантаження виробничого обладнання та тривалості його роботи.

З цією метою зазначені параметри слід розглядати як випадкові величини, для яких на основі відповідних додаткових даних необхідно побудувати гістограми частот появи тих чи інших їх можливих значень. На підставі таких гістограм може бути визначено закони розподілу розрахункових обсягів електроспоживання обладнання, які є основою для побудови електробалансів виробничих об'єктів із застосуванням ймовірнісно-статистичних методів.

Гістограми частот можливих значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання може бути визначено двома шляхами:

- 1) На основі статистичних даних, отриманих за допомогою вибіркового вимірювання реальних величин зазначених параметрів.
- 2) На основі псевдореальних даних, отриманих із застосуванням методів експертного опитування та методів імітаційного моделювання.

### ***5.2.2.1. Побудова гістограм частот появи можливих значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання на основі методу моментних спостережень***

Однією з головних умов побудови експериментальним шляхом об'єктивних електричних балансів є узгодженість у часі вимірювання обсягів споживання електроенергії всіх агрегатів, які враховуються у витратній частині електробалансів. Рекомендацій щодо того, яким чином необхідно здійснювати одночасні вимірювання величин електроспоживання значної кількості технологічних агрегатів, щоб задовольнити відповідну вимогу, у літературних джерелах, присвячених проблемам побудови електробалансів, не наводиться. Організувати ж одночасне вимірювання обсягів споживання електроенергії численними агрегатами за допомогою тимчасово встановлених приладів чи систем обліку в реальних виробничих умовах є практично нездійсненою задачею.

Рішенням цієї ситуації є періодичне проведення вибірових вимірювань числових значень відповідних виробничих параметрів, зокрема, коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи технологічного обладнання, за якими у подальшому може бути розраховано обсяги його електроспоживання.

Як відомо, вибірові вимірювання технологічних параметрів із метою подальшого визначення величин енергоспоживання, доволі часто рекомендується застосовувати під час проведення енергетичних обстежень виробничо-господарських об'єктів. Однак, чіткі рекомендації, які вказують, де необхідно здійснювати відповідні вимірювання, яким чином і протягом якого періоду часу вони мають виконуватись для отримання об'єктивних результатів, у методиках проведення енергетичних обстежень, у тому числі, й енергоаудитів, також відсутні.

Численні дослідження свідчать, що дисперсія реальних значень параметрів технологічних процесів, у тому числі коефіцієнтів завантаження обладнання та тривалості його роботи, може бути значною. У цій ситуації певна сукупність числових значень виробничих параметрів, отримана шляхом вибірових вимірювань, може не відповідати вимозі її репрезентативності (подібності до

генеральної сукупності). До того ж, для побудови достатньо об'єктивних електробалансів необхідно практично одночасно виконувати вимірювання зазначених показників функціонування великої кількості територіально розосереджених агрегатів.

Виходячи з зазначеного, у дисертаційній роботі пропонується здійснювати періодичні вимірювання необхідних виробничих показників із застосуванням так званого методу моментних спостережень, який традиційно використовується для вирішення задач у сфері організації виробництва.

Метод моментних спостережень полягає у тому, що спеціально призначений спостерігач із метою вимірювання необхідних технологічних параметрів здійснює періодичні обходи певної групи агрегатів за заздалегідь встановленим маршрутом через заплановані проміжки часу. Виміряні під час обходів параметри заносяться до відповідних бланків чи журналів, формуючи таким чином статистичні дані, необхідні для побудови електробалансів.

Отримані з застосуванням зазначеного методу реальні статистичні дані щодо показників функціонування агрегатів, зокрема, можуть бути використані для побудови достовірних гістограм частот появи можливих значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи технологічного обладнання.

Організація вимірювань за допомогою методу моментних спостережень базується на теорії ймовірності та математичній статистиці. Необхідний для отримання достатньо достовірних результатів обсяг вибірок значень відповідних технологічних параметрів, тобто потрібна кількість спостережень  $n$  розраховується за виразом:

$$n = \frac{t^2 p(1-p)}{\Delta^2}, \quad (5.23)$$

де  $t$  – коефіцієнт довіри (при довірчій ймовірності 0,95  $t = 2$ );

$p$  – очікувана частка часу роботи обладнання у загальній тривалості періоду спостереження;

$\Delta$  – гранична похибка результатів вибіркового дослідження у порівнянні з результатами, отриманими за генеральною сукупністю значень відповідних виробничих параметрів.

Величина граничної похибки  $\Delta$  приймається у залежності від необхідної довірчої ймовірності, з якою має здійснюватись побудова гістограм частот появи можливих значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи технологічного обладнання. На практиці, здебільшого, прийнятною є величина похибки, що не перевищує 10 %.

Параметр  $p$  може прийматися на основі попереднього досвіду експлуатації обладнання, даних попередніх обстежень або оцінок експертів, які безпосередньо контролюють роботу відповідних агрегатів.

Кількість обходів за зміну  $\beta$  при застосуванні методу моментних спостережень визначається за наступним виразом:

$$\beta = \frac{n}{NC}, \quad (5.24)$$

де  $N$  – кількість агрегатів;

$C$  – кількість змін, протягом яких планується проведення вибірових вимірювань.

Тривалість одного обходу визначається за відповідною умовою:

$$t_{\text{обх}} \leq \frac{T_{\text{зм}}}{k\beta}, \quad (5.25)$$

де  $T_{\text{зм}}$  – тривалість зміни;

$k$  – коефіцієнт, що враховує розбіжність тривалості обходів (для приблизно однаковій тривалості обходів  $k = 1$ );

$\beta$  – необхідна кількість обходів за зміну.

Як зазначалося, на основі отриманих методом моментних спостережень статистичних даних про тривалість роботи обладнання та коефіцієнти його завантаження з застосуванням відомих методів можуть бути побудовані

гістограми частот появи можливих значень відповідних параметрів. Далі, скориставшись виразом (5.20) на основі кількісних значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання отриманих із гістограм частот відповідних параметрів, можна перейти до гістограм частот можливих значень обсягів споживання електроенергії окремих агрегатів.

Однак, при цьому необхідно зазначити, що застосування методу моментних спостережень є найбільш доцільним із метою оцінки середньої тривалості роботи численних однотипних або однорідних за виробничим призначенням технологічних агрегатів чи установок, які, до того ж, розташовано на відносно невеликій території. За таких умов, використовуючи зазначений метод, протягом коротких періодів часу можна одержати досить велику кількість спостережень, яка є необхідною для побудови достатньо достовірних гістограм частот можливих значень випадкових величин, що розглядаються.

Що ж стосується можливості використання методу моментних спостережень для оцінки коефіцієнтів завантаження виробничого обладнання, то вона є ще більш обмеженою, оскільки одержати за короткий час необхідну, достатньо велику кількість статистичних даних значно складніше, ніж у випадку збору даних про тривалість роботи обладнання, через необхідність виконання спостерігачем відповідних додаткових вимірювань на кожному виробничому агрегаті чи установці.

#### ***5.2.2.2. Побудова гістограм частот появи можливих значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання на основі методів експертного опитування й імітаційного моделювання***

Очевидно, що застосування методів математичної статистики та теорії ймовірності для вирішення задачі побудови електробалансів потребує наявності значної кількості статистичних даних. На практиці, на підприємствах не завжди існує матеріально-технічна база для вимірювання технологічних параметрів, у тому числі та за допомогою методу моментних спостережень. У цьому випадку для побудови гістограм частот появи можливих значень коефіцієнтів

завантаження та тривалості роботи обладнання пропонується використовувати псевдореальні статистичні дані, отримані на основі експертного опитування та методів імітаційного моделювання. Відомо, що отримувати такі, псевдореальні статистичні, дані при відсутності апіорної інформації про числові значення певних випадкових величин методи імітаційного моделювання дають змогу [281]. Однак, необхідно звернути увагу, що отримані імітаційними методами псевдореальні гістограми частот появи можливих значень зазначених вище виробничих показників є менш об'єктивними й обґрунтованими ніж побудовані на основі реальних статистичних даних, отриманих, зокрема, шляхом застосування методу моментних спостережень.

Першим кроком до побудови псевдореальних гістограм частот появи можливих значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання є застосування методів експертного опитування. В якості експертів із питання, що розглядається, у першу чергу, доцільно залучати таких фахівців, як енергетики, технологи, лінійні менеджери, оператори відповідних установок. Метою експертного опитування є встановлення інтервалів можливих значень кожного з нечітких виробничих параметрів, що аналізуються, а також оцінка ймовірності знаходження (частоти появи) окремих їх значень у відповідних інтервалах. До початку проведення опитування експертів, необхідно попередньо визначити діапазони теоретично можливих числових значень зазначених нечітких параметрів, які, за можливістю, мають бути максимально наближеними до реальних їх величин, що можуть спостерігатися за тих чи інших конкретних умов виробництва. Встановити діапазони теоретично можливих значень нечітких параметрів можна у тому числі та на підставі методичної та довідкової літератури.

Опитування спеціалістів-експертів здійснюється за допомогою анкет, у яких кожному експерту пропонується на спеціальній шкалі позначити вертикальними та горизонтальними лініями інтервали, в яких можуть знаходитись фактичні величини тривалості роботи та коефіцієнтів завантаження того чи іншого виду обладнання, а також частоту, з якою дійсні значення даних параметрів можуть спостерігатися у межах цих інтервалів.

Для оцінки частоти знаходження фактичних значень тривалості роботи та коефіцієнтів завантаження обладнання у відповідних інтервалах експертам у найпростішому випадку може бути запропоновано три лінгвістичні рівні, характеристику яких наведено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Рівні, що характеризують частоту знаходження фактичних значень виробничих показників роботи обладнання

Рівень	Характеристика рівня
Рідко	Фактичне значення показника знаходиться у відповідному інтервалі не частіше, ніж у 20 % випадків
Досить часто	Фактичне значення показника знаходиться у відповідному інтервалі у 20...50 % випадків
Часто	Фактичне значення показника знаходиться у відповідному інтервалі частіше, ніж у 50 % випадків

На рис. 5.6 наведено приклад оцінки коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи окремого агрегату одним із експертів.

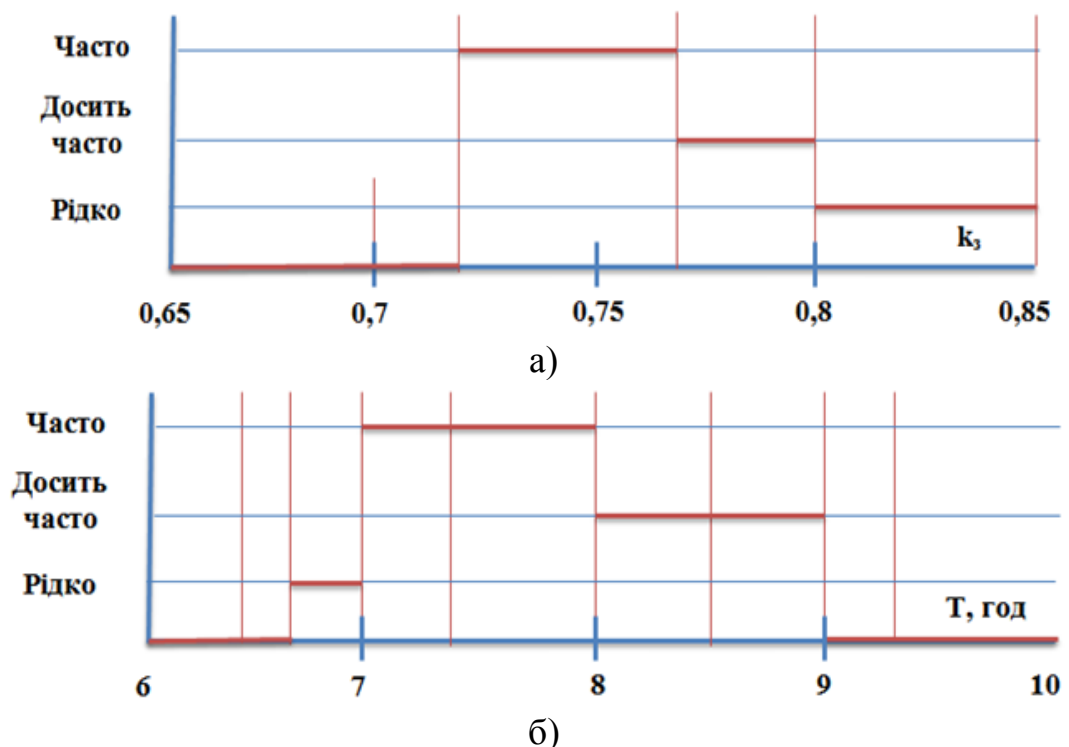


Рисунок 5.6 – Приклад експертної оцінки коефіцієнтів завантаження (а) та приклад тривалості роботи (б) окремого агрегату

Для того, щоб на підставі отриманих експертним шляхом оцінок можливих значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи сформувати псевдореальні статистичні вибірки їх величин необхідно застосувати імітаційне



моделювання. З цією метою у кожному з встановлених експертами інтервалів можливих значень виробничих параметрів, що розглядаються, виходячи з оцінки експертами рівня частоти їх появи («часто», «досить часто», «рідко»), з застосуванням, наприклад, методу Монте-Карло має бути згенерована відповідна кількість псевдореальних величин тривалості роботи та коефіцієнтів завантаження обладнання. Основні методичні положення застосування методу Монте-Карло наведено в [282].

Очевидно, що при формуванні вибірок псевдореальних статистичних даних коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання необхідно враховувати визначені у ході експертного опитування суб'єктивні частоти, з якими реальні величини зазначених параметрів можуть знаходитись у межах тих чи інших інтервалів можливих їх значень. Для цього у процесі формування вибірок зазначених псевдореальних даних для кожного інтервалу, у якому може знаходитись невідоме фактичне значення відповідного виробничого параметру, необхідно випадковим чином згенерувати певну кількість псевдореальних його значень  $N$ , пропорційну відомій із експертного опитування частоті їх появи. Наприклад, для деякого виду обладнання у процесі генерування  $N$  псевдореальних значень кожного з виробничих параметрів, що розглядаються,  $0,5 N$  можливих значень тривалості роботи або коефіцієнта завантаження цього обладнання мають знаходитись у інтервалі, що характеризується рівнем «часто»,  $0,35 N$  – в інтервалі з рівнем «досить часто» та  $0,15 N$  – в інтервалі з рівнем «рідко» (рис. 5.6).

Узагальнення думок кількох експертів при застосуванні такого підходу здійснюється автоматично шляхом виділення для кожного експерта певної кількості імітацій можливих значень виробничих параметрів, яка дорівнює:

$$n = \frac{N}{m}, \quad (5.26)$$

де  $N$  – необхідна загальна кількість імітацій числових значень кожного з параметрів, що розглядаються;

$m$  – кількість експертів.

Генерування псевдореальних значень параметрів здійснюється до тих пір, поки не буде отримана необхідна для побудови електробалансів кількість вихідних даних. Чим більшою є кількість згенерованих можливих значень виробничих параметрів, тим більш точними та достовірними будуть результати вирішення поставленої задачі.

Кількість необхідних імітацій із застосуванням методу Монте-Карло може бути визначена за наступною формулою [282]:

$$N = \frac{t_{\alpha}(1-d)}{\Delta^2 d}, \quad (5.27)$$

де  $d$  – незміщена статистична ймовірність появи відповідного виробничого параметра;

$t_{\alpha}$  – табличне значення розподілу Стюдента;

$\Delta$  – відносна похибка статистичної оцінки.

Таким чином, результатом застосування імітаційного моделювання є формування достатньо великих за обсягом вибірок псевдореальних значень коефіцієнтів завантаження та тривалості роботи обладнання. На основі вибірок псевдореальних значень відповідних параметрів може бути побудовано гістограми частот появи можливих їх значень, а також у результаті виконання розрахунків за виразом (5.20) – гістограми частот появи можливих значень обсягів споживання електроенергії окремих агрегатів.

### ***5.2.2.3. Встановлення теоретичних законів розподілу обсягів електроспоживання за видами продукції та за агрегатами***

На основі отриманих гістограм частот можливих значень обсягів споживання електроенергії окремих агрегатів, може бути визначено їх закони розподілу. Існує досить велика кількість теоретичних законів розподілу випадкових величин. Найбільш поширеними серед них є нормальний, логнормальний, біноміальний, бета, рівномірний, Фішера та Стюдента.

Зрозуміло, що процеси електроспоживання різних видів обладнання мають свої особливості та відрізняються між собою. Тому очевидно, що обсяги споживання електроенергії різними технологічними агрегатами, які значною мірою є випадковими величинами, можна описувати різними законами розподілу. Для визначення закону розподілу електроспоживання деякого агрегату може бути використано гістограму частот появи реальних або псевдореальних значень цього показника, методичні основи побудови якої наведено у підпунктах 5.2.2.1 та 5.2.2.2. За виглядом цієї гістограми підбирається теоретична крива закону розподілу. Перевірка того, наскільки добре вибіркові дані електроспоживання описуються теоретичним законом розподілу, здійснюється за критеріями згоди.

Зокрема, для перевірки відповідності обраного закону розподілу теоретичному може бути застосовано критерій Колмогорова [283]. При використанні цього критерію потрібно знайти максимальну за модулем різницю між числовими величинами, визначеними за вибірковою (дослідною, емпіричною, експериментальною) функцією розподілу  $\overline{F}_x(x)$  та за теоретичною (генеральною, підбраною) функцією  $F_x(x)$ :

$$D = \max_{\nabla_x} |F_x(x) - \overline{F}_x(x)|. \quad (5.28)$$

За величиною цієї різниці визначається параметр  $\lambda = D\sqrt{n}$ , який порівнюється з квантилем  $\lambda$ -розподілу Колмогорова, що є відповідним граничним (критичним) значенням. Якщо розрахункова величина  $\lambda_p$  не перевищує квантиль  $\lambda_{гр}$ , то з довірчою ймовірністю  $p$  статистична гіпотеза про відповідність вибраного теоретичного закону розподілу може бути прийнято. Якщо ж  $\lambda_p > \lambda_{гр}$ , то теоретичний закон розподілу підбрано невірно.

На основі вибраних таким чином теоретичних законів розподілу обсягів електроспоживання окремих агрегатів може бути визначено теоретичні закони розподілу обсягів споживання електроенергії за видами продукції. Вони визначаються шляхом об'єднання законів розподілу обсягів електроспоживання окремих агрегатів, що задіяно у процесі виробництва кожного з видів продукції.

Об'єднання декількох законів розподілу може бути здійснено за допомогою спеціальних емпіричних залежностей або за допомогою методів імітаційного моделювання [282].

#### **5.2.2.4. Визначення найбільш ймовірної структури електробалансів за видами продукції та за агрегатами**

Задача визначення невідомої структури електробалансу за видами продукції полягає у знаходженні найбільш ймовірних величин витрат електроенергії на виробництво кожного з них [284]. Пошук таких значень пропонується здійснювати шляхом вирішення оптимізаційної задачі з відповідною цільовою функцією:

$$z = \prod_{i=1}^n f_i(W_i^{np}) \rightarrow \max, \quad (5.29)$$

де  $f_i(W_i^{np})$  – ймовірність появи певного значення електроспоживання на виробництво  $i$ -го виду продукції, визначено за кривою розподілу можливих обсягів споживання електроенергії, встановленою для відповідного виду продукції (підпункт 5.2.2.3).

При вирішенні такої оптимізаційної задачі на числові значення всіх змінних  $W_i^{np}$  накладаються такі обмеження:

$$W_{i\min}^{np} \leq W_i^{np} \leq W_{i\max}^{np}, \quad \sum_{i=1}^n W_i^{np} = W^{під}, \quad (5.30)$$

де  $W_i^{np}$  – обсяг споживання електроенергії на виробництво  $i$ -го виду продукції, що визначається у процесі оптимізації;

$W^{під}$  – загальний обсяг споживання електроенергії на випуск всіх видів продукції;

$n$  – кількість видів продукції, що виробляються на підприємстві.

Для вирішення зазначеної оптимізаційної задачі з наведеними обмеженнями може бути використано різні алгоритми та методи. Зокрема, одним із відомих методів, який було використано у даній дисертаційній роботі, є *Interior-Point Algorithm*, відомий у вітчизняній літературі, як «метод внутрішніх точок». Алгоритм виконання розрахунків із застосуванням «методу внутрішніх точок» наведено в [304].

Побудова електробалансів за агрегатами задіяними у випуску кожного окремого виду продукції також здійснюється шляхом вирішення подібної до наведеної вище оптимізаційної задачі (вирази 5.29 та 5.30).

При цьому найбільш ймовірну структуру витратної частини електробалансів за агрегатами пропонується визначати на підставі раніше встановлених законів розподілу обсягів електроспоживання агрегатів (підпункт 5.2.2.3) шляхом вирішення відповідної оптимізаційної задачі з цільовою функцією:

$$z = \prod_{i=1}^n f_i(W_i^{az}) \rightarrow \max, \quad (5.31)$$

де  $f_i(W_i^{az})$  – ймовірність появи певного значення обсягу електроспоживання  $i$ -го агрегату, визначена за функцією розподілу можливих обсягів споживання електроенергії, встановленою для відповідного агрегату (підпункт 5.2.2.3).

При вирішенні зазначеної оптимізаційної задачі на числові значення всіх змінних  $W_i^{az}$  накладаються наступні обмеження:

$$W_{i\min}^{az} \leq W_i^{az} \leq W_{i\max}^{az}, \quad \sum_{i=1}^n W_i^{az} = W^{np}, \quad (5.32)$$

де  $W_i^{az}$  – обсяг споживання електроенергії  $i$ -им агрегатом, що визначається у процесі оптимізації;

$W^{np}$  – загальний обсяг споживання електроенергії на виробництво даного виду продукції;

$n$  – кількість агрегатів, що задіяні у процесі виробництва відповідного виду продукції.

Для вирішення даної оптимізаційної задачі може бути використано також *Interior-Point Algorithm* («метод внутрішніх точок») [304].

Таким чином, наведений вище підхід до вирішення задачі побудови електробалансів виробничих об'єктів у ситуації 1 (рис. 5.5) дає змогу на основі застосування ймовірно-статистичних методів в умовах невизначеності вихідних даних одержувати достовірні, достатньо близькі до реальних електробаланси за видами продукції та за агрегатами, які задіяно у випуску окремо кожного з видів продукції. Однак такі електробаланси не можна вважати цілком об'єктивними й обґрунтованими, оскільки вони значною мірою базуються на даних вибіркового спостережень або на досить суб'єктивних результатах опитування експертів. Тим не менше, запропонований підхід до вирішення задачі, що розглядається, у зазначеній ситуації 1 дає змогу будувати значно кращі електробаланси виробничих об'єктів, ніж ті, які може бути одержано шляхом використання спрощеного розрахунково-аналітичного методу.

### ***5.2.3. Побудова електробалансів виробничих об'єктів за відомими обсягами споживання електроенергії та виробництва продукції на підприємстві***

Основною метою функціонування будь-якого промислового підприємства є здійснення виробничої діяльності, тобто випуск продукції та виконання певних робіт. Численні літературні джерела наголошують, що процеси споживання енергоресурсів і випуску продукції на виробничих об'єктах нерозривно пов'язані між собою [192, 278].

На будь-якому підприємстві кількість виробленої продукції є параметром, від величини якого залежить практично вся його діяльність, у тому числі та фінансові розрахунки [285, 286]. Саме тому на вітчизняних підприємствах,

здебільшого, здійснюється достатньо об'єктивний облік таких показників як обсяги виробництва продукції. При цьому статистичні дані про значення цих показників можуть бути наявні не тільки для підприємства у цілому чи його підрозділів, які виробляють основну продукцію, але інколи та за окремими агрегатам, які виконують проміжні операції. У зазначених умовах для побудови більш обґрунтованих електробалансів, крім обсягів споживання електроенергії на підприємстві, доцільно використовувати також наявні статистичні дані про обсяги виробленої на ньому продукції (ситуація 2, рис. 5.5).

Статистичні дані про обсяги виробництва продукції та споживання електроенергії на підприємстві у цілому дають можливість, застосовуючи відповідні ймовірнісно-статистичні методи, будувати баланси споживання електроенергії за видами продукції. Зв'язок між обсягами споживання електроенергії (залежна змінна) й обсягами випуску продукції (незалежні змінні) в загальному вигляді можна представити у вигляді лінійної багатофакторної регресійної моделі:

$$W = b_1 Q_1 + b_2 Q_2 + \dots + b_n Q_n, \quad (5.33)$$

де  $W$  – сумарне електроспоживання підприємства за відповідний період часу, визначене за допомогою приладів комерційного обліку;

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$  – обсяги виробленої продукції за кожним із її видів за той же період;

$b_1, b_2, \dots, b_n$  – коефіцієнти (параметри) рівняння регресії.

Коефіцієнти  $b_1, b_2, \dots, b_n$  у зазначеній моделі мають фізичний зміст і відповідають середнім повним питомим витратам електроенергії на виробництво кожного виду продукції. А отже добутки цих коефіцієнтів на обсяги виробництва продукції визначають числові значення відповідних статей витратної частини балансу споживання електроенергії за видами продукції.

При визначенні параметрів наведеної вище багатофакторної лінійної регресійної моделі (5.33) доцільно встановлювати для них довірчі інтервали,

фізичним змістом яких є діапазони можливих значень повних питомих витрат електроенергії на виробництво кожного виду продукції. Наприклад, для  $i$ -го параметру багатфакторної лінійної регресійної межі таких довірчих інтервалів ( $d_{i.\min}$  та  $d_{i.\max}$ ) визначаються за наступним виразом:

$$[d_{i.\min} = d_i - t(\alpha, n - m)s_{d_i}; d_{i.\max} = d_i + t(\alpha, n - m)s_{d_i}], \quad (5.34)$$

де  $d_i$  – розрахункове значення  $i$ -го коефіцієнту регресійної моделі;

$t(\alpha, n - m)$  – квантиль розподілу Стюдента за двосторонньої імовірності  $\alpha$  і кількості ступенів свободи  $n - m - 1$ ;

$n$  – кількість даних у вибірці;

$m$  – кількість незалежних змінних у математичній моделі;

$s_{d_i}$  – середньоквадратичне відхилення значень відповідного коефіцієнта регресії.

Середньоквадратичне відхилення значень коефіцієнтів рівняння регресії розраховується за виразом:

$$s_{d_i} = s \sqrt{[(X^T X)^{-1}]_{i,i}}, \quad (5.35)$$

де  $s^2$  – незміщена оцінка дисперсії  $\sigma^2$  результатів моделювання залежної змінної (обсягів електроспоживання підприємства);

$[(X^T X)^{-1}]_{i,i}$  – діагональний елемент матриці  $(X^T X)^{-1}$ ;

$X$  – матриця значень незалежних змінних (обсягів виробництва різних видів продукції), які враховуються у математичній моделі.

Для визначення незміщеної оцінки дисперсії  $\sigma^2$  потрібно скористатися наступним виразом:

$$s^2 = \frac{1}{(n - m - 1)} \sum_{i=1}^n e_i^2, \quad (5.36)$$



де  $e_i$  – нев'язка  $i$ -ї фактичної величини залежної змінної (обсягу електроспоживання) та її значення, отриманого на підставі математичної моделі (5.33).

Побудову електробалансу за видами продукції й агрегатами у зазначених умовах пропонується виконувати за загальним алгоритмом, наведеним у підрозділі 5.2.2. Однак в умовах, що розглядаються (ситуація 2), на відміну від попереднього випадку (ситуація 1), процес знаходження найбільш ймовірних електробалансів підприємства за видами продукції додатково включає ще один етап.

Як зазначалося у підрозділі 5.2.2.4, для побудови таких електробалансів вирішується оптимізаційна задача, цільова функція якої представлена рівнянням (5.29). Однак у ситуації 2 пропонується додатково уточнювати та обґрунтовувати обмеження можливих обсягів електроспоживання (5.30), які використовуються при вирішенні зазначеної оптимізаційної задачі, використовуючи заздалегідь визначені довірчі інтервали (5.34) до лінійних багатофакторних моделей (5.33), що відображають взаємозв'язок між споживанням електроенергії на підприємстві й обсягами виробленої продукції.

Що ж стосується побудови електробалансів за агрегатами, що задіяні у процесі виробництва кожного з видів продукції підприємства, то вона здійснюється так само, як і у попередній ситуації 1 (підрозділ 5.2.2.4).

Таким чином, наявність статистичних даних про асортимент і обсяги виробництва продукції й їх врахування при вирішенні задачі побудови балансів споживання електроенергії з застосуванням ймовірнісно-статистичних методів дає змогу одержувати значно більш об'єктивні й обґрунтовані електробаланси виробничих об'єктів, ніж у випадку використання даних лише про обсяги загального споживання електроенергії на підприємстві в цілому.

При цьому, однак, необхідно зазначити, що обов'язковою умовою одержання достовірних та обґрунтованих результатів вирішення задачі, що розглядається, є побудова адекватних багатофакторних лінійних регресійних моделей залежності обсягів електроспоживання підприємства від обсягів

виробленої на ньому продукції, що вимагає наявності достатньо великих об'ємів статистичних даних, які дають змогу одержувати добре обумовлені кореляційні матриці, що використовуються для визначення параметрів відповідних рівнянь регресії. Якщо ж обсяг наявних статистичних даних для цього є недостатнім, побудову балансів споживання електроенергії за видами продукції й агрегатами слід здійснювати за алгоритмом, розробленим для ситуації 1 (підпункт 5.2.2.4).

#### ***5.2.4. Побудова електробалансів виробничих об'єктів за наявності аналітичних залежностей для розрахунку обсягів електроспоживання агрегатів***

##### ***5.2.4.1. Проблема визначення обсягів електроспоживання агрегатів за наявними розрахунково-аналітичними залежностями***

На підприємствах, як правило, існують виробничі процеси для яких є відомими аналітичні залежності між обсягами енергоспоживання та відповідними технологічними параметрами (ситуація 3, рис. 5.5). Зокрема такі залежності наводяться в численних методиках нормування питомих витрат електроенергії, розроблених для різних галузей суспільного виробництва. У принципі, наявність відповідних залежностей вже сама по собі може бути основою для побудови достатньо достовірних й обґрунтованих електробалансів із застосуванням розрахунково-аналітичного методу.

Однак, на практиці використання емпіричних й аналітичних залежностей, наведених у зазначених галузевих методиках, далеко не завжди дає змогу отримати достовірні електробаланси виробничо-господарських об'єктів. Насамперед, це пов'язано з недоліками цих методик.

Характерним недоліком побудови електробалансів за розрахунково-аналітичними залежностями, представленими у більшості існуючих галузевих методик нормування, є те, що значна частина виробничих параметрів, необхідних для розрахунку статей балансів споживання електроенергії, є не чітко визначеними величинами, а представлені у вигляді деяких інтервальних значень.

Як приклад наявності такої проблеми може бути розглянута діюча методика розрахунку нормативних витрат електроенергії на підприємствах теплоенергетики, що виконується з використанням спеціальних аналітичних та емпіричних залежностей, наведених у методичному документі, який для скорочення можна назвати Порядок [287]. Головну увагу в Порядку приділено питанням розрахунку нормативних витрат електроенергії на котельних, де основними споживачами є асинхронні електродвигуни технологічного обладнання (насосів різного призначення, димососів, дуттьових вентиляторів тощо).

У процесі визначення практично всіх розрахункових показників роботи обладнання, зокрема, середньої продуктивності тяго-дутьового та насосного обладнання котельних, середньої електричної потужності, що споживається обладнанням тощо, згідно Порядку виникає потреба у виборі числових значень низки технологічних параметрів, які на практиці розглядають як нормативно-довідкові величини. Запропоновані для використання значення таких величин, наведені у методичній і довідковій літературі, зокрема, у самому Порядку, є середньостатистичними та далеко не завжди відповідають конкретним виробничим умовам роботи об'єктів теплоенергетики, для яких проводяться розрахунки. До того ж, зазначені величини наведені у Порядку й іншій довідковій літературі, здебільшого, у вигляді досить широкого діапазону можливих їх значень. Наприклад, у таблиці 5.2 наведено перелік окремих нечітко заданих величин, що використовуються для розрахунку споживання електроенергії обладнанням котельних. До переліку довідкових показників, наведених у таблиці 5.2, доцільно додати експлуатаційні коефіцієнти корисної дії обладнання, електродвигунів і механічної передачі, а також тривалість роботи цього обладнання, які відіграють важливу роль у розрахунках споживання електроенергії на теплоенергетичних об'єктах і разом із тим є достеменно невідомими.

Таблиця 5.2 – Нечітко визначені в Порядку нормативно-довідкові величини, які використовуються для розрахунку електробалансів котельних

Умовне позначення	Назва	Значення
Тяго-дутьове обладнання		
$\alpha_{d.g}$	коефіцієнт надлишку повітря в димових газах	1,2÷1,6 – мазут, природний газ; 1,55÷1,7 – тверде паливо
$\alpha_m$	коефіцієнт надлишку повітря в топці	1,05÷1,1 – мазут, природний газ; 1,2÷1,25 – тверде паливо
$t_{d.g}$	температура димових газів, °C	150÷180 – природний газ 180÷230 – мазут; 170÷200 – кам'яне вугілля; 180÷210 – буре вугілля
$t_{x.n}$	температура «холодного» повітря, °C	25÷30
Насоси		
$H_{pec}$	тиск рециркуляційних насосів, м в. ст	15÷25 – для котлів продуктивністю до 10 Гкал/год.; 25÷35 – для котлів продуктивністю 10– 50 Гкал/год.
$H_{мeж}$	тиск мережевих насосів, м в. ст.	15...150
$H_{пiдж}$	тиск насосів підживлення теплової мережі, м в. ст.	10...40
$H_{c.v.}$	тиск насосів сирі води, м в. ст.	25...30
$k$	коефіцієнт, що враховує втрати сирі води на внутрішні потреби котельної, %	1...2
$k_n$	коефіцієнт використання встановленої електричної потужності обладнання	0,7÷0,8 – насоси ХВО; 0,7÷0,9 – вакуумні насоси; 0,65÷0,75 – вентилятори

Не зважаючи на значний вплив зазначених параметрів на результати відповідних розрахунків, спосіб встановлення конкретних їх числових значень в Порядку не визначено. Так само і інші існуючі методичні матеріали не містять достатньо чітких рекомендацій, методів чи способів вибору конкретних числових значень виробничих показників [288].

Очевидно, що вибір тих чи інших числових значень нормативно-довідкових величин суттєво впливає на точність розрахунку статей електробалансів і, відповідно, на результати подальшого контролю енергоефективності, що здійснюється на їх основі. Не зважаючи на це, числові значення більшості

нормативно-довідкових величин, що використовуються у розрахунках, на практиці досить рідко приймаються «індивідуально» для кожного конкретного об'єкту та, здебільшого, ніколи спеціально не уточнюються, оскільки облік багатьох виробничих параметрів не здійснюється.

Прийняття рішення щодо вибору певних числових значень довідкових величин із достатньо широкого діапазону їх нормативних значень значною мірою має суб'єктивний характер, а самі ці величини слід вважати нечіткими вихідними показниками, на підставі яких мають здійснюватись подальші розрахунки обсягів споживання електроенергії технологічним обладнанням. Таким чином, навіть за умови наявності теоретично обґрунтованих аналітичних або емпіричних залежностей між обсягами електроспоживання агрегатів і технологічними параметрами їх роботи, побудова електробалансів виробничих об'єктів із застосуванням розрахунково-аналітичного методу фактично також відбувається в умовах нечітко заданих вихідних даних. Як зазначалося у попередніх пунктах, у такій ситуації найбільш доцільним є використання ймовірісно-статистичного підходу до побудови електробалансів. Однак у зазначених умовах алгоритм застосування цього підходу суттєво відрізняється від загального алгоритму, наведеного у підрозділі 5.2.2.

#### ***5.2.4.2. Загальний алгоритм застосування ймовірісно-статистичного підходу до побудови електробалансів в умовах наявності відповідних розрахунково-аналітичних залежностей***

Використання теоретично обґрунтованих аналітичних або емпіричних залежностей між обсягами виробництва продукції, параметрами технологічних процесів і споживанням електроенергії дає можливість суттєво підвищити достовірність й обґрунтованість балансів електроспоживання виробничих об'єктів, що будуються з застосуванням ймовірісно-статистичного підходу.

На рис. 5.7 представлено розроблений в дисертаційній роботі алгоритм побудови електробалансів за агрегатами з застосуванням ймовірісно-

статистичного підходу в умовах наявності зазначених аналітичних залежностей [289, 290].

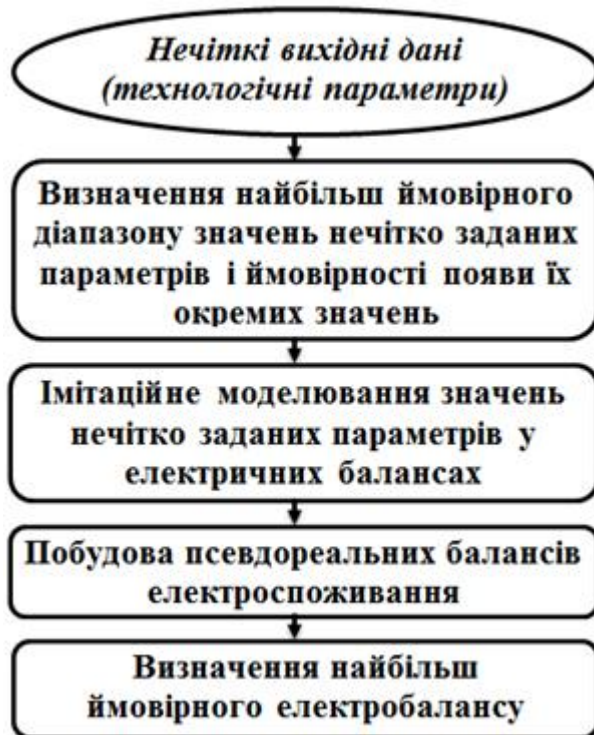


Рисунок 5.7 – Загальний алгоритм побудови електробалансів за агрегатами з застосуванням ймовірнісно-статистичного підходу в умовах наявності відповідних розрахунково-аналітичних залежностей

Наведений вище алгоритм дає можливість в умовах невизначеності вихідних даних, що використовуються у наявних аналітичних або емпіричних залежностях між обсягами виробництва продукції, параметрами технологічних процесів та споживанням електроенергії, одержувати найбільш достовірні, технічно та технологічно обґрунтовані баланси електроспоживання виробничих об'єктів, структура витратної частини яких є найбільш ймовірною.

#### **5.2.4.3. Моделювання можливих значень нечітко заданих виробничих параметрів**

Однією з умов одержання найбільш достовірних й обґрунтованих електробалансів є зменшення невизначеності вихідних даних, які застосовуються у наявних аналітичних або емпіричних залежностях, за якими розраховуються обсяги електроспоживання виробничого обладнання. Для різних видів обладнання склад нечітко заданих технологічних параметрів є суттєво різним, а загальна

кількість таких параметрів, що використовуються при побудові електробалансів є досить великою.

Зважаючи на значну кількість і різноманітність нечітко заданих параметрів, уточнення їх числових значень шляхом додаткових вимірювань є практично нереальним, оскільки вимагає використання великої кількості приладів обліку, а також потребує значних витрат робочого часу. Тому можливим і доцільним шляхом вирішення цієї задачі є визначення найбільш ймовірних, максимально наближених до реальних значень таких нечітко заданих виробничих параметрів. З цією метою, подібно до того, як це здійснювалось за алгоритмом, наведеним у пункті 5.2.2, пропонується з використанням відповідних експертних методів будувати гістограми частоти появи тих чи інших числових величин технологічних параметрів.

У результаті виконання дій, подібних до зазначених у підпункті 5.2.2.2, для кожного з нечітко визначених технологічних параметрів може бути одержано гістограми частоти появи можливих їх значень. Приклад такої гістограми, побудованої для одного з нечітких виробничих параметрів, наведено на рис. 5.8.

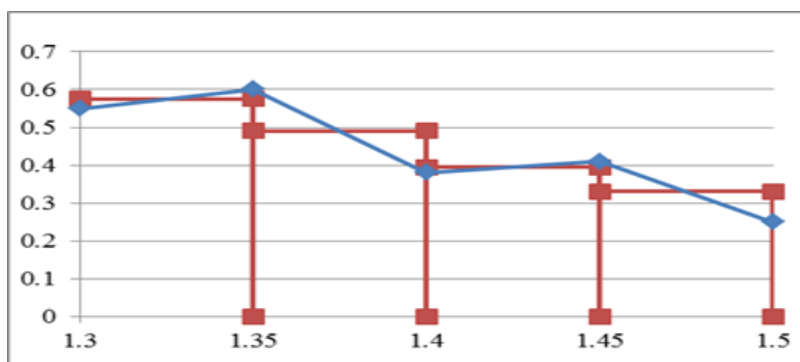


Рисунок 5.8 – Гістограма частоти появи можливих значень коефіцієнту надлишку повітря в димових газах

На підставі одержаних таким чином гістограм для кожного з нечітко визначених виробничих параметрів має бути визначено теоретичний закон розподілу відповідної випадкової величини (підпункт 5.2.2.3), який у подальшому буде враховуватись у процесі генерування необхідної кількості можливих значень того чи іншого нечіткого параметру.

Імітаційне моделювання можливих числових значень нечітко заданих виробничих параметрів із урахуванням встановлених законів їх розподілу може здійснюватись, зокрема, з використанням методу Монте-Карло, методичні положення застосування якого наведено в [282].

Таким чином, результатом виконання процедури імітаційного моделювання є формування достатньо великих за обсягом вибірок псевдореальних значень всіх нечітких виробничих параметрів, які у подальшому буде використано для визначення розрахунково-аналітичним методом обсягів енергоспоживання кожної одиниці обладнання, тобто числових значень відповідних статей електробалансів за агрегатами.

#### ***5.2.4.4. Побудова псевдо реальних електробалансів за агрегатами***

Наступним кроком побудови електробалансів за агрегатами з застосуванням ймовірісно-статистичного підходу в умовах наявності аналітичних залежностей між обсягами їх електроспоживання та відповідними виробничими параметрами є формування достатньо великої кількості псевдо реальних (розрахункових) балансів споживання електроенергії. Формування таких електробалансів являє собою ітеративну процедуру.

На початку виконання цієї процедури на основі сформованих раніше вибірок псевдо реальних величин нечітких технологічних параметрів здійснюється генерування можливих комбінацій їх числових значень.

Комбінації можливих значень нечітких параметрів генеруються випадковим чином, а їх варіанти не повторюються. Кількість таких комбінацій є дуже великою. Однак на практиці є достатнім формувати таку кількість випадкових комбінацій можливих величин нечітких виробничих параметрів, яка дорівнює кількості згенерованих методом Монте-Карло псевдореальних значень кожного з цих параметрів.

Кожна з одержаних таким чином комбінацій псевдореальних значень нечітких виробничих параметрів вже являє собою окремий набір чітко визначених



вихідних даних, за якими розрахунково-аналітичним шляхом може бути одержано один із можливих варіантів електробалансу за агрегатами.

Будь-який із таких псевдореальних балансів являє собою результат одноразового застосування алгоритму визначення обсягів електроспоживання виробничого обладнання за відомими розрахунково-аналітичними залежностями, який відповідає одній із можливих комбінацій значень нечітких вихідних параметрів. Наприклад, алгоритм і методика виконання таких розрахунків викладені у зазначеному вище Порядку [287].

Після виконання відповідних розрахунків для кожного отриманого таким чином псевдореального електробалансу має бути визначено загальний (сумарний) обсяг витрати електроенергії ( $W$ ) на виробничому об'єкті, що розглядається.

Результати формування множини псевдореальних електробалансів за агрегатами, а також визначення сумарних обсягів споживання електроенергії, кожен з яких відповідає певній комбінації можливих значень нечітких виробничих параметрів, може бути представлено у вигляді деякої загальної таблиці, фрагмент якої наведено нижче (таблиця 5.3).

Таблиця 5.3 – Фрагмент таблиці результатів формування множини псевдореальних електробалансів за агрегатами

№ комбінації	$W$ , кВт·год	$P_c$
1	$W_1$	$P_1$
...	...	...
$n$	$W_n$	$P_n$

Як вже зазначалося у пункті 5.2.2, кожному з можливих значень будь-якого з нечітких виробничих показників відповідає певна ймовірність його появи, визначена заздалегідь за відповідною гістограмою чи встановленим законом розподілу цієї випадкової величини (підпункті 5.2.2.3). На підставі таких, «індивідуальних» ймовірностей появи окремих числових величин нечітких вихідних параметрів може бути визначена «сумарна» (суміщена) ймовірність появи кожної з можливих комбінацій значень всіх нечітких виробничих параметрів, що використовуються для побудови балансів електроспоживання. Така суміщена ймовірність ( $P_c$ ) появи кожної з комбінацій можливих значень

нечітких виробничих показників розраховується як добуток відповідних «індивідуальних» ймовірностей появи окремих можливих значень цих показників. Результати розрахунку числових величин зазначеної суміщеної ймовірності для кожної зі згенерованих комбінацій значень нечітких виробничих параметрів також заносяться до загальної таблиці (таблиця 5.3).

#### ***5.2.4.5. Визначення найбільш ймовірної структури витратної частини електробалансу за агрегатами***

Кожен із отриманих шляхом імітаційного моделювання й аналітичних розрахунків псевдореальний електробаланс за агрегатами, перш за все, необхідно оцінити з точки зору його правдоподібності. З цією метою, загальний (сумарний) розрахунковий обсяг споживання електроенергії на виробничому об'єкті, який відповідає тому чи іншому можливому варіанту його електробалансу, порівнюється з фактичними даними обліку витрат електроенергії на цьому ж об'єкті за відповідний період і перевіряється, чи знаходиться різниця між цими величинами у межах певної, заздалегідь прийнятої припустимої похибки:

$$(1 - a) W_{\text{л}} \leq W \leq (1 + a) W_{\text{л}}, \quad (5.37)$$

де  $W_{\text{л}}$  – фактичні дані обліку витрат електроенергії за лічильником;

$W$  – загальний (сумарний) розрахунковий обсяг споживання електроенергії на виробничо-господарському об'єкті;

$a$  – припустима похибка.

Якщо зазначена вище умова (5.37) не виконується, то відповідний змодельований псевдореальний електробаланс відкидається як неправдоподібний. Якщо ж ця умова виконується, то можна вважати, що одержаний варіант електробалансу за агрегатами є правдоподібним і може використовуватись для подальшого аналізу.

Отже, остаточним результатом виконання кожної ітерації процедури формування псевдореальних (розрахункових) електробалансів є одержання

одного з правдоподібних варіантів їх витратної частини. Кожен із таких варіантів розрахункового електробалансу відповідає конкретній комбінації можливих значень нечітких виробничих параметрів, для якої відомою також є суміщена ймовірність її появи, зазначено в таблиці 5.3.

Наведена вище процедура побудови псевдореальних балансів електроспоживання за агрегатами повторюється до тих пір, доки не буде отримана необхідна, достатньо велика кількість правдоподібних варіантів таких балансів. Чим більшою буде кількість таких варіантів, тим більш достовірними будуть результати вирішення поставленої задачі.

Останнім кроком визначення найбільш достовірної структури балансів споживання електроенергії за агрегатами за алгоритмом, що розглядається, є порівняння всіх одержаних правдоподібних варіантів псевдореальних електробалансів за величиною суміщеної ймовірності появи кожного з них. При цьому, найбільш достовірним слід вважати той варіант витратної частини балансу споживання електроенергії за агрегатами, суміщена ймовірність появи якого є найбільшою.

### **Висновки до розділу 5**

1. Необхідність використання для побудови балансів споживання електроенергії виробничо-господарських об'єктів ймовірісно-статистичних методів ґрунтується на тому, що традиційний розрахунково-аналітичний метод не може успішно застосовуватись в умовах невизначеності вихідних даних щодо значень технологічних параметрів, показників умов виробництва, а також обсягів електроспоживання. До того ж, використання розрахунково-аналітичного методу не дає змоги враховувати випадковий характер зміни всіх цих величин.

2. Одним із можливих напрямів удосконалення існуючих методів побудови балансів споживання електроенергії є запропонована методологія визначення оптимальних розрахункових моделей електробалансів, яка базується на поєднанні спрощеного розрахунково-аналітичного методу, експертних методів знаходження

найбільш ймовірних інтервалів можливих значень вихідних даних і методів оптимального програмування.

3. У процесі складення електробалансів із застосуванням ймовірнісно-статистичних методів необхідно враховувати багаторівневість системи постачання електричної енергії, складність виробничої структури відповідних об'єктів, наявність значної кількості технологічного обладнання, що працює у різних режимах електроспоживання. Тому з метою спрощення задачі побудови електробалансів найбільш доцільно використовувати ієрархічний підхід, який передбачає послідовне вирішення цієї задачі спочатку за видами продукції, а потім за агрегатами, що задіяні у процесі виробництва кожного з її видів.

4. Розроблена методологія складання електробалансів на основі ймовірнісно-статистичного підходу для різних умов та випадків їх побудови, у порівнянні з традиційним розрахунково-аналітичним методом, дає можливість одержувати більш обґрунтовані та достовірні баланси споживання електроенергії на виробничо-господарських об'єктах, зокрема:

- електробаланси, побудовані з застосуванням ймовірнісно-статистичних методів на основі даних тільки про фактичні обсяги споживання електроенергії на підприємстві в цілому (ситуація 1), є дещо більш обґрунтованими та достовірними, оскільки вони базуються на даних додаткових вибіркових спостережень або на результатах опитування відповідних фахівців-експертів;

- електробаланси, одержані ймовірнісно-статистичним шляхом за відомими фактичними обсягами споживання електроенергії та виробництва продукції на підприємстві (ситуація 2), є значно більш достовірними та обґрунтованими, так як вони додатково базуються на побудові та використанні адекватних математичних моделей залежності між обсягами виробництва продукції та відповідними обсягами електроспоживання;

- застосування ймовірнісно-статистичних методів для складення балансів споживання електричної енергії виробничими або технологічними об'єктами, для яких є відомими аналітичні залежності між обсягами електроспоживання, виробництва продукції та параметрами технологічних процесів (ситуація 3), дає

можливість в умовах невизначеності вихідних даних, що використовуються у таких залежностях, будувати найбільш достовірні, технічно та технологічно обґрунтовані електробаланси, структура витратної частини яких є найбільш ймовірною.

5. Побудовані з застосуванням ймовірнісно-статистичних методів електробаланси у подальшому можуть служити підґрунтям для аналізу електроспоживання, зокрема, дають змогу одержувати достатньо достовірні дані для здійснення оперативного контролю ефективності використання електричної енергії відповідними виробничо-господарськими та технологічними об'єктами.

## РОЗДІЛ 6

### МЕТОДОЛОГІЯ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЮ Й АНАЛІЗУ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Приймаючи до уваги недоліки традиційних систем КіП, зазначені у підрозділі 4.5, удосконалення та подальший розвиток методології створення та функціонування систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії передусім необхідно здійснювати у напрямі застосування більш досконалих та коректних методів встановлення об'єктивних, обґрунтованих «базових ліній» споживання електроенергії відповідними об'єктами. Очевидно, що для досягнення цієї мети необхідно будувати більш складні математичні моделі енергоспоживання, застосовуючи при цьому більш досконалі методи моделювання, ніж ті, що використовуються у традиційних системах КіП. Здебільшого, мова йде про необхідність побудови нелінійних багатофакторних залежностей, які адекватно описують процеси зміни обсягів споживання електроенергії, а також враховують достатньо велику кількість чинників (технологічних параметрів та параметрів умов виробництва), що суттєво впливають на обсяг її витрат. До того ж, як вже зазначалося, перш ніж застосовувати побудовані математичні моделі для контролю енергоефективності, слід враховувати ймовірнісний характер результатів моделювання.

Таким чином, у процесі створення методології створення та застосування більш досконалих систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії перш за все слід розробити чіткі та об'єктивні процедури:

- визначення необхідного складу чинників, які здійснюють суттєвий вплив на обсяги споживання електричної енергії технологічними об'єктами, та мають бути враховані при побудові відповідних математичних моделей;
- вибору найбільш «прийнятної» для кожного об'єкту моделі зміни обсягів електроспоживання та методу її побудови;

– врахування залишкової похибки моделювання обсягів споживання електроенергії.

При цьому важливим є, щоб процедури, що розробляються, були якомога більш придатними для застосування в умовах виробництва, де спеціалісти-практики не є фахівцями з математичного моделювання, однак у зв'язку з необхідністю здійснення контролю ефективності енерговикористання мають вирішувати відповідні задачі.

### **6.1. Комплексний підхід до визначення складу чинників, що впливають на електроспоживання технологічних об'єктів**

Очевидним є, що у реальних виробничих процесах на обсяги споживання електричної енергії значний вплив здійснюють численні та різноманітні чинники, до яких слід віднести, зокрема, «зовнішні» (наприклад, кліматичні) умови, параметри технологічного процесу, показники технічного стану обладнання тощо. Склад таких чинників, ступінь та характер їх взаємного впливу, а також їх вплив на обсяги електроспоживання для кожного конкретного технологічного об'єкту є різним [291]. Тобто, навіть для однорідних за призначенням об'єктів неможливо наперед визначити певний оптимальний склад чинників, який би дозволив встановлювати для них однаково адекватні «базові лінії» споживання електричної енергії.

Таким чином можливість встановлення адекватної «базової лінії» електроспоживання на будь-якому об'єкті значною мірою залежить від того, чи було враховано при побудові відповідних математичних моделей достатньо повний склад чинників, які суттєво впливають на обсяги витрати електричної енергії у тих чи інших технологічних процесах [292]. Тому визначення складу чинників, які необхідно враховувати при побудові математичних моделей електроспоживання є одним з принципових питань, коректне вирішення якого є надзвичайно важливим для подальшого здійснення об'єктивного контролю енергоефективності на будь-якому об'єкті [242, 293, 294]. При цьому необхідно зазначити, що включення до математичних моделей чинників, які мають

несуттєвий вплив на обсяги споживання електричної енергії, не тільки ускладнює процедуру встановлення «базових ліній» електроспоживання, але й сам подальший процес контролю енергоефективності, оскільки потребуватиме непотрібних додаткових фінансових витрат та витрат робочого часу на організацію обліку «зайвих» виробничих параметрів, на побудову відповідних математичних моделей та аналіз результатів контролю [295]. Теж саме стосується доцільності одночасного включення до математичних моделей таких чинників, що помітно впливають на електроспоживання, але є статистично тісно пов'язаними між собою.

Отже розробка методології вибору чинників, які необхідно приймати до уваги при побудові математичних моделей зміни обсягу споживання електричної енергії є принципово необхідною для створення і функціонування систем оперативного контролю ефективності її використання технологічними об'єктами [243]. Для вирішення цієї задачі у виробничих умовах пропонується застосовувати комплексну процедуру, схема якої наведена на рис. 6.1.

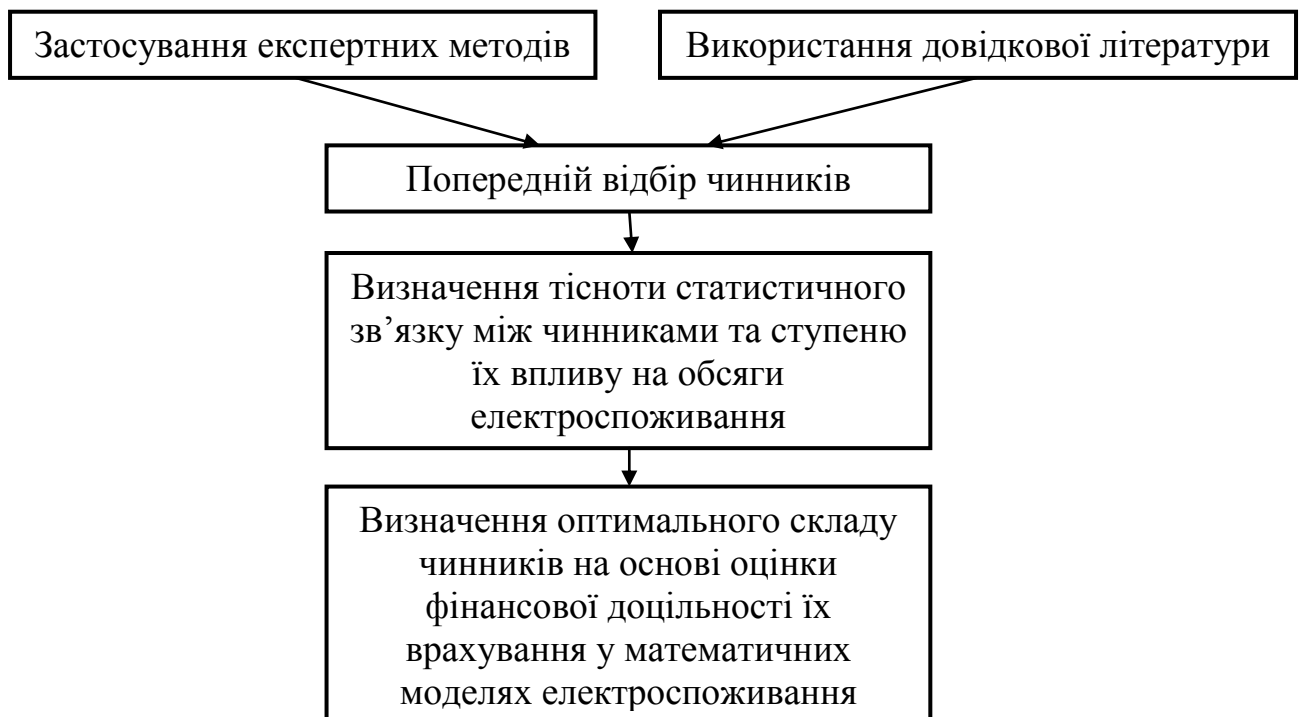


Рисунок 6.1 – Схема реалізації комплексного підходу до визначення складу чинників, які необхідно враховувати при побудові математичних моделей електроспоживання



### ***6.1.1. Попередній відбір чинників на основі застосування експертних методів***

Відомості про склад чинників, що впливають на обсяг споживання електричної енергії тим чи іншим технологічним обладнанням, в принципі, можна знаходити у відповідній довідковій літературі. Однак побудова великої кількості систем оперативного контролю енергоефективності для різноманітного обладнання чи технологічних процесів може потребувати дуже тривалого часу, якщо фахівцям-практикам, які створюватимуть такі системи контролю у виробничих умовах, доведеться працювати з численними довідниками з недостатньо знайомих їм галузей знань. До того ж, в існуючій довідковій літературі можуть бути відсутні відомості, що стосуються сучасних видів обладнання, або наведені в ній дані можуть не відповідати застарілому обладнанню, яке все ще використовується та, здебільшого, знаходиться у поганому технічному стані.

У таких випадках, які є досить характерними для України, єдиним способом попереднього вибору чинників, які необхідно використовувати при побудові математичних моделей електроспоживання відповідних технологічних об'єктів, є застосування експертного опитування [296]. Тобто з цією метою доцільно використати спеціальні професійні знання та виробничий досвід спеціалістів, які займаються експлуатацією та технічним обслуговуванням даного технологічного обладнання: енергетиків, менеджерів виробництва, операторів технологічного процесу, технологів тощо [245]. При цьому одержані від них відомості мають бути узагальнені за допомогою експертних методів, методологія застосування яких, зокрема, наведена у [297 – 300].

На першому етапі опитування кожному із спеціалістів-експертів пропонується анкета, в якій наведено орієнтований склад чинників, що можуть впливати на зміну обсягу електроспоживання технологічного обладнання чи процесу, що розглядається. Експертам пропонується, виходячи з їх уявлення про ступінь впливу відповідних чинників на обсяги споживання електричної енергії даним технологічним об'єктом, додати назви інших, попередньо не врахованих в

анкеті чинників, або скоротити наведений їх перелік. Таке коригування складу чинників, попередньо наведених в анкеті, найбільш доцільно здійснювати з застосуванням методів колективного експертного опитування, наприклад, методами експертних комісій з відкритим обговоренням [301].

Отримані в ході проведення першого етапу результати анкетування мають бути узагальнені. Суть такого узагальнення полягає в тому, що з усіх одержаних анкет формується одна, яка містить повний перелік чинників, зазначених всіма експертами. Після визначення таким чином остаточного складу чинників, кожному з експертів пропонується самостійно (незалежно від думок колег) оцінити вплив цих чинників на зміну обсягу електроспоживання відповідного технологічного об'єкту. З цією метою найбільш доцільно поєднувати експертне опитування з використанням апарату нечіткої логіки.

Особливістю проведення експертного опитування з застосуванням апарату нечіткої логіки є те, що оцінювання впливу чинників на обсяги споживання електроенергії здійснюється з використанням лінгвістичних змінних, які на відміну від бальних оцінок, є більш зручними і зрозумілими для експертів [302]. Зокрема, для оцінювання ступеню впливу чинників на електроспоживання може бути використана наступна п'ятирівнева шкала (таблиця 6.1).

Таблиця 6.1 – Лінгвістична оцінка ступеню впливу чинників на величину електроспоживання технологічних об'єктів

Рівень впливу	Опис
Дуже слабкий	Вплив чинника на обсяг електроспоживання незначний або відсутній
Слабкий	Вплив чинника на обсяг електроспоживання слабо помітний або майже відсутній
Середній	Чинник впливає на обсяг електроспоживання
Сильний	Чинник істотно впливає на обсяг електроспоживання
Дуже сильний	Чинник має переважаючий вплив на обсяг електроспоживання

Експерти досить часто не можуть точно оцінити, до якого з рівнів слід віднести вплив на обсяг споживання електроенергії того чи іншого чинника. Значно простіше для експерта зазначити, між якими двома рівнями знаходиться ступінь впливу того чи іншого чинника [303]. Тому для опитування експертів із

цього питання доцільно використовувати інтервальну шкалу, яка має вигляд «лінійки» з відповідними лінгвістичними позначками (рис. 6.2).



Рисунок 6.2 – Інтервальна шкала та приклад оцінки експертом рівня впливу одного з чинників на обсяг електроспоживання

Таким чином остаточна анкета, яка надається кожному експерту, містить таку кількість інтервальних шкал, яка відповідає числу чинників, вплив яких на електроспоживання даного технологічного об'єкта необхідно оцінити. На кожній з таких шкал експерту пропонується незалежно від думок інших експертів позначити вертикальним відрізком рівень впливу відповідного чинника на обсяг споживання електроенергії технологічним об'єктом, що розглядається. Приклад оцінки експертом ступеню впливу одного з чинників на електроспоживання деякого технологічного об'єкту наведено на рис. 6.2.

Зазначені експертами в їх анкетах оцінки ступеню впливу відповідних чинників на обсяг електроспоживання технологічного обладнання, що розглядається, безумовно, мають суб'єктивний характер. Тому результати опитування експертів потребують узагальнення. У разі використання в процесі опитування апарату нечіткої логіки таке узагальнення здійснюється шляхом побудови функцій належності одержаних лінгвістичних оцінок. При цьому, як свідчать проведені експериментальні розрахунки, форма функції належності практично не впливає на одержувані результати узагальнення думок експертів, оскільки в результаті цього узагальнення необхідно визначити лише ступінь відповідності оцінок, зроблених експертами, кожному з встановлених нечітких лінгвістичних рівнів, а не кількісні значення ступеню впливу кожного з чинників, що розглядаються, на обсяги електроспоживання того чи іншого технологічного об'єкту.

Попереднє узагальнення результатів опитування експертів для спрощення розрахунків доцільно здійснювати графічним шляхом із застосуванням,

наприклад, сімейства кусково-лінійних функцій належності встановлених лінгвістичних рівнів впливу на обсяг споживання електричної енергії кожного з чинників (рис. 6.3). Таке узагальнення думок експертів з використанням наведених на рис. 6.3 графіків виконується окремо для кожного з чинників, що розглядаються.

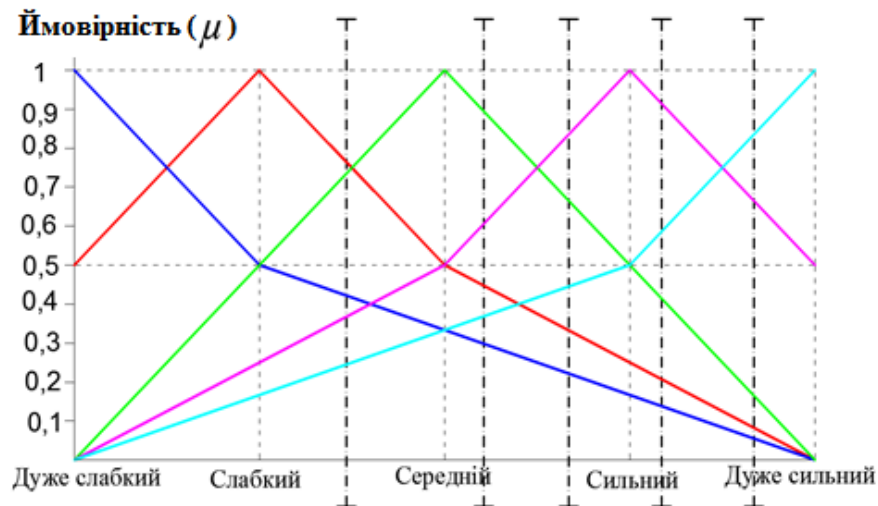


Рисунок 6.3 – Приклад попередньої графічної обробки експертних оцінок рівня впливу одного з чинників на обсяг електроспоживання (вертикальні відрізки) з використанням кусково-лінійних функцій належності

Для кожної суб'єктивної оцінки рівня впливу на електроспоживання відповідного чинника, що розглядається, зробленої кожним експертом, за побудованими функціями належності можна визначити п'ять значень ймовірності  $p_{i,j}^k$  збігу цієї оцінки з кожним з можливих дійсних рівнів впливу цього чинника на електроспоживання даного технологічного об'єкту. Величини зазначених ймовірностей  $p_{i,j}^k$  знаходяться як ординати точок перетину вертикальних відрізків, що відповідають оцінкам експертів, з кожною функцією належності (рис. 6.3). У позначенні цих ймовірностей:  $k$  – умовний номер експерта,  $i$  – умовний номер чинника, а  $j$  – умовний номер можливого рівня його впливу на електроспоживання.

На підставі визначених таким чином числових значень ймовірностей  $p_{i,j}^k$  може бути розрахована середня ймовірність збігу зроблених всіма експертами

суб'єктивних оцінок рівня впливу будь-якого ( $i$ -го) чинника на електроспоживання з кожним з можливих дійсних рівнів цього впливу:

$$p_{i,j} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N p_{i,j}^k \quad (6.1)$$

де  $N$  – кількість експертів, які приймали участь в опитуванні.

При цьому в якості узагальненої експертної оцінки найбільш ймовірного рівня впливу кожного ( $i$ -го) чинника на електроспоживання даного технологічного об'єкту приймається максимальне з одержаних значень середніх ймовірностей ( $[p_{i,j}]_{max}$ ). Таким чином для кожного з чинників, що аналізуються, можна визначити найбільш ймовірну експертну оцінку рівня його впливу на обсяг електроспоживання, а також найбільш ймовірний інтервал, в якому знаходиться реальний рівень цього впливу.

Отже застосування наведеної вище процедури дає змогу попередньо оцінити ступінь впливу кожного з чинників на обсяг споживання електричної енергії відповідним технологічним об'єктом, для якого створюється система оперативного контролю енергоефективності. При цьому чинники, вплив яких на обсяг електроспоживання за узагальненими оцінками експертів є дуже слабким або слабким, доцільно у подальшому не враховувати при побудові математичних моделей обсягу споживання електроенергії для цього об'єкту. Що стосується чинників, які за оцінками експертів здійснюють середній або сильний вплив на зміну обсягів електроспоживання даного технологічного об'єкту, то для таких чинників необхідно додатково проаналізувати ступінь їх впливу на обсяг споживання електроенергії, застосовуючи об'єктивні статистичні методи.

Тобто, необхідність врахування в математичних моделях обсягу електроспоживання тих чи інших технологічних об'єктів певного набору чинників, попередньо визначеного з застосуванням експертних методів, повинна бути додатково підтверджена за допомогою ймовірнісно-статистичних процедур, які дозволяють виявити та кількісно оцінити тісноту і характер стохастичного зв'язку між електроспоживання та відповідними чинниками, а також між самими

чинниками. Кількісна оцінка такого зв'язку між попередньо відібраними чинниками і величинами електроспоживання, а також між самими чинниками може бути одержана на основі аналізу відповідних статистичних даних. Такі дані можуть бути одержані за допомогою постійних або тимчасово встановлених приладів обліку. За неможливості безпосереднього вимірювання значень деяких чинників, їх числові величини можуть бути отримані також розрахунковим шляхом на основі відомих значень інших виробничих параметрів.

### ***6.1.2. Визначення ступеню та характеру впливу чинників на обсяги споживання електроенергії з використанням статистичних методів***

Різні виробничі показники можуть бути пов'язані між собою функціонально або випадковим чином (стохастично). Функціональна залежність завжди проявляється точно у кожному окремому спостереженні. Стохастична залежність проявляється лише у загальному, в середньому та тільки у певній масі спостережень. Тому при вивченні таких залежностей найчастіше використовують статистичні методи, які мають загальну назву кореляційно-регресійний аналіз. У зв'язку з цим випадкові залежності часто називають також кореляційними.

У найпростішому випадку кореляційного аналізу досліджується зв'язок між двома показниками, один з яких розглядається як незалежний чинник ( $X$ ), а другий – як залежна змінна ( $Y$ ). Тіснота та характер випадкового зв'язку між цими величинами визначається експериментально, на основі рядів синхронно зафіксованих їх значень. Однак при цьому слід пам'ятати, що така експериментальна оцінка є доцільною лише тоді, якщо достеменно встановлено факт наявності зв'язку між зазначеними величинами.

Наявність самої залежності між величинами, що досліджуються, може бути встановлена в результаті якісного аналізу, який має виявити сутність відповідних явищ і причин, що їх породжують. Значною мірою у цьому питанні можна базуватися на узгоджених думках спеціалістів-експертів. Сам же кореляційний аналіз призначений для одержання кількісної оцінки виявленого зв'язку, хоча часто він може сприяти уточненню результатів якісного аналізу.

Таким чином до проведення кореляційного аналізу вважається встановленим, що зв'язок між двома показниками, що розглядаються, може існувати та характеризуватися деякою функцією  $Y=f(X)$ . Одним з перших завдань кореляційного аналізу є визначення виду цієї функції, тобто знаходження такого рівняння регресії, яке найбільшою мірою відповідає характеру зв'язку, що досліджуються. Це один з найбільш відповідальних етапів кореляційного аналізу.

Оскільки кореляційний зв'язок проявляється лише у масі випадків, кількість спостережень, на підставі яких визначається функція  $Y=f(X)$ , повинна бути достатньо великою (вважається, що кількість спостережень у 5–10 разів має перевищувати кількість параметрів рівняння регресії).

Якщо якісний аналіз залежності, що досліджується, дає можливість припустити прямолінійній її характер, тісноту стохастичного зв'язку між двома випадковими величинами можна кількісно оцінити за допомогою коефіцієнта парної кореляції. Однак при цьому слід пам'ятати, що некорельованість двох випадкових величин ще не свідчить про їх незалежність одна від одної, так як коефіцієнт парної кореляції характеризує тісноту лише лінійного стохастичного зв'язку.

Якщо характер залежності між двома випадковими величинами, що досліджується, відрізняється від прямолінійного, тісноту стохастичного зв'язку між цими величинами можна кількісно оцінювати за допомогою показника кореляційного відношення, який є більш універсальною характеристикою випадкового зв'язку між показниками, ніж коефіцієнт парної кореляції.

Існує ще одна важлива особливість, яку необхідно мати на увазі в процесі кількісної оцінки тісноти зв'язку між будь-якими двома випадковими величинами: коефіцієнт парної кореляції характеризує тісноту зв'язку між ними *за умови відсутності впливу на кожну з цих величин інших випадкових величин*. Тим часом, такий вплив практично завжди існує, і його обов'язково необхідно враховувати. Тому в процесі виконання кореляційного аналізу, здебільшого, слід визначати коефіцієнти часткової та множинної кореляції, які дають змогу оцінювати тісноту стохастичного зв'язку між будь-якими двома випадковими

величинами за умови незмінного впливу всіх інших величин, що одночасно досліджуються, або характеризують вплив всього набору незалежних чинників на залежну відповідну змінну.

Традиційна методика кореляційно-регресійного аналізу потребує також попереднього аналізу законів розподілу відповідних випадкових величин, перевірки однорідності та достатності наявних вибірок статистичних даних тощо.

Таким чином застосування методів кореляційно-регресійного аналізу фактично являє собою досить складне дослідження, виконання якого в виробничих умовах не видається можливим, оскільки вимагає певних спеціальних знань у відповідній області, якими фахівці-виробничники, здебільшого, не володіють, а також значних витрат робочого часу, навіть за умови використання сучасних програмних засобів (наприклад, *Excel* або *Matlab*).

Отже, визначення остаточного складу чинників, які потрібно враховувати при побудові математичних моделей електроспоживання технологічних об'єктів, у виробничих умовах доцільно здійснювати на основі аналізу відповідних статистичних даних з застосуванням комплексних методів, що реалізовані в багатьох відомих програмних продуктах (*Matlab*, *Statistica*, *Unscrambler*), й які дозволяють одержувати результат вирішення таких задач «від початку до кінця», не вимагаючи при цьому від фахівців-виробничників ні додаткових спеціальних знань, ні значних витрат робочого часу.

Зокрема, одним з достатньо поширених та науково обґрунтованих подібних методів є *Principal Component Analysis (PCA)*, який у вітчизняній літературі відомий під назвою Методу Головних Компонент (МГК) [304]. Застосування цього методу дозволяє здійснювати аналіз великих масивів статистичних даних, виявляти приховані зв'язки між ними й інтерпретувати одержані результати в залежності від мети дослідження.

Аналіз даних методом головних компонент виконується шляхом побудови так званих графіків рахунків та навантажень. Відповідні графіки будуються на основі відповідних матриць, які є результатом застосування для обробки наявних статистичних даних спеціального алгоритму *NIPALS*.



Матриця рахунків являє собою проекції вихідних значень виробничих параметрів  $X$ , що аналізуються, на так званий простір головних компонент, де рядки матриці – це координати значень вихідних даних в новій системі координат, а стовпці – проекції всіх точок на одну нову координатну вісь [304]. Використання графіку рахунків дозволяє зрозуміти, яким чином пов'язані між собою масиви вихідних даних, що досліджуються. Якщо дві точки розташовані поруч, це свідчить про позитивний кореляційний зв'язок між відповідними виробничими показниками. Точки, розташовані під прямим кутом одна до одної, відповідають не пов'язаним (некорельованим) між собою показникам, а точки, розташовані діаметрально протилежно характеризують показники, між якими існує від'ємний кореляційний зв'язок.

Матриця навантажень дозволяє здійснити перехід від початкової системи координат, які описували вихідні змінні, до простору головних компонент. Рядки матриці навантажень пов'язують числові значення змінних  $X$  в початковій системі координат зі значеннями цих змінних в новій системі координат. Кожен стовпчик матриці навантажень являє собою проекцію числової величини відповідної змінної на нову систему координат. Використання графіка навантажень також дозволяє досліджувати взаємозв'язки між змінними. При цьому правила аналізу графіка навантажень є такими ж, як і для графіка рахунків. Отже, використовуючи графік навантажень, також можна зробити висновки щодо наявності або відсутності кореляційного зв'язку між виробничими параметрами, що аналізуються. Крім того, приймаючи до уваги зазначені вище правила інтерпретації результатів дослідження, за графіками навантажень можна оцінювати ступінь впливу різних чинників на обсяги споживання електроенергії відповідними технологічними об'єктами.

Таким чином, застосування методу головних компонент для подальшого аналізу попередньо відібраних чинників, які, на думку експертів, впливають на обсяг споживання електричної енергії, дає змогу виявляти характер і кількісно оцінювати тісноту статистичного зв'язку між обсягом електроспоживання та кожним із чинників, що розглядаються, а також між самими чинниками.

Результати такого аналізу дають можливість остаточно вибрати склад чинників, які необхідно враховувати при побудові математичних моделей електроспоживання відповідних технологічних об'єктів. При цьому очевидно, що при побудові зазначених моделей слід використовувати тільки ті чинники, які здійснюють достатньо сильний вплив на обсяги споживання електроенергії та не є статистично пов'язаними між собою.

### ***6.1.3. Оптимізація складу чинників, які необхідно та доцільно враховувати при побудові математичних моделей електроспоживання***

Кількість виробничих показників, які потрібно враховувати при побудові математичних моделей обсягу споживання електричної енергії реальними технологічними об'єктами, може виявитись значною, навіть після попереднього експертного відбору відповідних чинників та їх додаткового «відсіву» за результатами аналізу тісноти статистичного зв'язку цих чинників із електроспоживанням і між собою. При цьому очевидним є, що забезпечення можливості врахування великої кількості чинників у математичних моделях електроспоживання, здебільшого, вимагає значних витрат на додаткові прилади обліку та на організацію збору необхідних статистичних даних.

Фінансові ресурси будь-якого виробничого об'єкту є обмеженими. Враховуючи велику кількість систем оперативного контролю енергоефективності, які необхідно створювати при побудові системи енергоменеджменту, здебільшого, виникає задача вибору для кожного технологічного об'єкту деякого оптимального складу чинників, врахування яких у математичних моделях дозволить встановлювати якомога більш об'єктивні «базові лінії» електроспоживання, необхідні для здійснення контролю ефективності використання електричної енергії. При вирішенні такої задачі мають бути враховані певні обмеження, зокрема, обмеження на обсяг фінансових ресурсів, які можуть бути використані для створення і подальшого функціонування локальних систем оперативного контролю енергоефективності.

Для вирішення такої задачі для будь-якого технологічного об'єкту необхідно застосовувати відповідні оптимізаційні методи. Зокрема, для цього можуть бути використані методи комбінаторної оптимізації, одним з прикладів яких є вирішення відомої «задачі про ранець» [305].

Знаходження оптимального складу чинників, які потрібно враховувати при побудові математичних моделей електроспоживання деякого технологічного об'єкту, базується на визначенні для кожного з виробничих показників, що аналізуються, коефіцієнтів їх відносної важливості  $k_i$ . Числові значення таких коефіцієнтів можуть бути одержані на основі результатів опитування експертів щодо впливу відповідних чинників на обсяг споживання електроенергії технологічним обладнанням, для якого створюється система оперативного контролю енергоефективності (пункт 6.1.1). При цьому для одержання кількісної оцінки ступеню впливу цих чинників на електроспоживання результати експертного опитування, одержані з застосуванням апарату нечіткої логіки, необхідно додатково обробити, використовуючи метод попарного порівняння.

Для встановлення фінансових обмежень, які необхідно враховувати в процесі вирішення зазначеної оптимізаційної задачі, потрібно визначити склад додаткових приладів обліку, необхідних для створення на даному технологічному об'єкті системи оперативного контролю енергоефективності, та витрати  $З_i$  на придбання, встановлення та експлуатацію кожного з цих приладів, а також на організацію обліку відповідних статистичних даних. Якщо при цьому на створення локальної системи контролю енергоефективності, що розглядається, була запланована певна загальна сума коштів  $C$ , то в процесі вирішення задачі, що розглядається, потрібно визначити такий набір чинників ( $i$ , відповідно, приладів обліку), який дозволить враховувати вплив на обсяг споживання електроенергії на даному об'єкті якомога більшої кількості виробничих показників, не перевищуючи при цьому зазначену загальну суму запланованих витрат  $C$ .

Таким чином, для вирішення оптимізаційної задачі, що розглядаються, необхідно знайти максимум цільової функції  $\sum_{i=1}^N k_i x_i$  при виконанні обмеження  $\sum_{i=1}^N 3_i x_i \leq C$ . У кожному з цих виразів величини  $x_i$  є змінним оптимізації, які можуть приймати значення:  $x_i = 1$ , якщо відповідний ( $i$ -й) чинник буде враховуватись при побудові математичної моделі електроспоживання, або  $x_i = 0$ , якщо цей чинник враховуватись не буде. Така оптимізаційна задача може бути вирішена з застосуванням різних методів, зокрема, методу динамічного програмування, методу гілок та меж, або навіть шляхом повного перебору можливих рішень.

## **6.2. Методологія вибору найбільш «прийнятної» математичної моделі електроспоживання технологічних об'єктів**

### ***6.2.1. Методи математичного моделювання електроспоживання та критерії оцінки адекватності моделей***

У будь-якій системі контролю енергоефективності, зокрема і в традиційних системах контролю і планування енергоспоживання, рівень ефективності використання палива чи енергії на тому чи іншому технологічному об'єкті визначається шляхом порівняння фактичних обсягів споживання відповідного енергоресурсу з так званими цільовими змінами енергоспоживання [306]. При цьому такі цільові змінні являють собою результати математичного моделювання обсягів споживання палива або енергії. Необхідні для цього математичні моделі будуються для відповідного технологічного обладнання або процесу в залежності від одного або кількох чинників, які суттєво впливають на обсяг витрати енергоресурсу, що розглядається [307].

Технологічні процеси, процеси енергоспоживання, виробничі умови, а також склад чинників, що визначають обсяг споживання енергетичних ресурсів, зокрема і електричної енергії, на кожному технологічному об'єкті є специфічними і мають «індивідуальні» особливості. Тому цілком очевидно, що навіть для

однорідних за виробничим призначенням об'єктів неможливо заздалегідь визначити «універсальний» метод математичного моделювання чи вид математичної моделі, який був би однаково придатним для встановлення цільових змінних енергоспоживання для будь-якого технологічного об'єкту. Тобто вибір методу моделювання енергоспоживання, виду математичної моделі повинен здійснюватись «індивідуально» для кожного об'єкту з урахуванням його особливостей.

На сьогоднішній день існують і можуть бути застосовані в системах оперативного контролю енергоефективності численні та різноманітні методи математичного моделювання енергоспоживання, які дозволяють будувати лінійні або нелінійні, однофакторні або багатфакторні математичні моделі обсягу споживання ПЕР на тих чи інших технологічних об'єктах. Для більшості з таких методів існують й активно використовуються готові програмні засоби. Таким чином проблема не в тому, як за наявними статистичними даними побудувати необхідну математичну модель споживання, зокрема електричної енергії, а у тому, як фахівцям-практикам в умовах виробництва обирати потрібний метод моделювання та форму математичної моделі, яка найбільшою мірою відповідала б особливостям кожного з технологічних об'єктів.

Традиційними і універсальними способами побудови лінійних і нелінійних математичних моделей будь-яких процесів (тобто визначення невідомих параметрів моделей) є метод найменших квадратів та метод максимальної правдоподібності [307 – 310]. Метод найменших квадратів (МНК) базується на мінімізації суми квадратів відхилення величин, одержаних за певними функціями (математичними моделями), від фактичних числових значень відповідних залежних змінних. Метод максимальної правдоподібності (ММП) полягає у визначенні невідомих параметрів математичних моделей шляхом максимізації спеціальної функції правдоподібності. На використанні цих двох способів побудовані, зокрема, класичні методи регресійного аналізу [311].

В окремих випадках в системах контролю ефективності використання енергетичних ресурсів на технологічних об'єктах можливим є застосування

найпростіших методів моделювання часових рядів, наприклад, методу ковзаючого середнього (*Moving Average – MA*), моделей Бокса-Дженкінса (*ARIMA*), сингулярного спектрального аналізу (*SSA*) тощо [312].

Однак, здебільшого, математичні моделі електроспоживання повинні являти собою достатньо складні, нелінійні багатофакторні залежності. Одним з відомих методів побудови складних багатофакторних моделей є метод групового урахування аргументів (МГУА), який базується на застосуванні теорії самоорганізації математичних моделей [313, 314].

Протягом кількох останніх десятиліть у різних сферах діяльності все більшої популярності набувають методи математичного моделювання на основі так званих нейронних мереж, що являють собою адаптивні та здатні до самонавчання моделюючі системи, застосування яких дає можливість вирішувати численні задачі у різних галузях науки [315]. Зокрема, одними з найбільш відомих та популярних є так звані радіальні базисні нейронні мережі *GRNN* (*Generalized Regression Neural Network*), що дозволяють з незначними витратами часу будувати математичні моделі високої складності, які демонструють хороші результати моделювання в умовах нелінійного впливу чинників на відповідні залежні змінні [316, 317].

Достатньо популярним, особливо у зарубіжній практиці, способом моделювання різноманітних процесів є застосування так званого методу проєкцій на латентні структури (*PLS*), який базується на аналізі вихідних даних з застосуванням методу головних компонент. Метод *PLS* дає змогу будувати достатньо адекватні лінійні математичні моделі при великій кількості незалежних змінних і відносно невеликій кількості наявних експериментальних даних. Використання цього методу також дозволяє уникати «переускладнення» моделі при великій кількості незалежних змінних шляхом вирішення задачі у просторі головних компонент.

Існують також методи, які дозволяють отримувати моделі будь-яких процесів не у вигляді деяких математичних виразів, а у вигляді певних інтервалів

можливих значень залежної змінної. Зокрема, одним з таких методів моделювання є метод простого інтервального оцінювання (ПІО) [318].

У виробничих умовах вибір необхідного методу моделювання, а також найбільш доцільного виду математичної моделі обсягу електроспоживання може бути здійснено на основі так званої «конкурентної оцінки моделей» [286]. Така оцінка виконується шляхом порівняння деякої кількості математичних моделей різного виду, побудованих на одному й тому ж наборі вихідних даних, але з застосуванням різних методів моделювання. Порівняння між собою різних моделей здійснюється за різноманітними їх характеристиками, однак перш за все, за певними критеріями їх адекватності, які являють собою відповідні кількісні оцінки якості кожної з побудованих математичних моделей.

На сьогодні існує широке коло критеріїв, які дозволяють робити висновки стосовно адекватності тих чи інших математичних моделей відповідним процесам. Основні критерії, які традиційно використовуються для оцінки адекватності математичних моделей, наведено у відповідній довідковій літературі.

Численні результати свідчать, що вибіркове використання окремих критеріїв адекватності може призводити до одержання неоднозначних результатів вибору найбільш доцільного виду математичної моделі електроспоживання чи методу її побудови [319]. Тому оцінку адекватності математичних моделей слід здійснювати не за одним критерієм, а за певним їх набором [320]. При цьому стає очевидним, що процедура вибору найбільш доцільного методу математичного моделювання чи виду моделі являє собою багатокритеріальну задачу [321].

Слід звернути увагу, що серед відомих критеріїв адекватності існує певна кількість таких, які фактично дублюють один одного, тобто характеризують одні й ті ж властивості математичної моделі. Одночасне застосування таких «однорідних» критеріїв не лише призводить до необхідності виконання зайвих розрахунків, не дозволяє достатньо всебічно оцінювати відповідні кількісні показники якості математичних моделей, але також може призвести до одержання

суперечливих результатів вирішення відповідної задачі та, зрештою, до вибору далеко не найкращого виду математичної моделі та методу моделювання.

Тому при вирішенні задачі вибору найбільш «прийнятної» математичної моделі для встановлення «базових ліній» електроспоживання у системах оперативного контролю енергоефективності, перш за все, потрібно визначити певний мінімально необхідний склад критеріїв, які б дозволяли здійснювати достатньо повну оцінку адекватності математичних моделей, уникаючи при цьому зайвих розрахунків та можливості одержання суперечливих результатів. З цією метою відомі критерії адекватності моделей в залежності від певної ознаки, яку вони характеризують, умовно можуть бути розділені на три групи:

- 1) критерії, що характеризують точність математичної моделі:  
 $ESS, D_{\text{зал}}, SEE, R^2, R_{Adj}^2, \bar{A}, MAE, RSME, \Delta^2(B);$
- 2) критерії, що характеризують одночасно точність і складність моделі:  
 $AIC, BIC;$
- 3) критерії, що характеризують стійкість моделі, тобто можливість її застосування на нових даних:  $n_{\text{зм}}$ .

Критерії адекватності математичних моделей, що входять до однієї групи, необхідно перевірити на «однорідність», тобто пересвідчитись, що вони не дублюють один одного за своїм змістом. Найпростіший спосіб виявлення таких «однорідних» критеріїв адекватності може базуватись, наприклад, на розрахунку коефіцієнтів парної кореляції між числовими значеннями відповідних критеріїв, визначеними для різних видів математичних моделей, побудованих за одними і тими ж статистичними даними.

Результати відповідних розрахунків свідчать, що коефіцієнти парної кореляції між числовими значеннями практично всіх критеріїв, які характеризують точність математичних моделей (крім  $R^2$  та  $R_{Adj}^2$ ), є дуже близькими до одиниці. Тобто, співвідношення між величинами цих критеріїв, визначених для різних математичних моделей, є практично однаковими (а саме ці співвідношення мають принципове значення для вибору найкращої з моделей).



Таким чином, маже всі критерії адекватності математичних моделей, що входять до першої з наведених вище їх груп, слід вважати «однорідними». А отже, з першої групи критеріїв доцільно одночасно використовувати лише два з них, наприклад критерій  $\Delta^2(B)$  (або  $ESS, D_{\text{зал}}, SEE, R^2, R_{Adj}^2, \bar{A}, MAE, RSME$ ) та критерій  $R_{Adj}^2$  (або  $R^2$ ).

Коефіцієнт кореляції між критеріями  $AIC$  та  $BIC$  дорівнює 1, що свідчить про практично повну ідентичність співвідношень їх числових значень для різних математичних моделей. Отже, застосовувати одночасно обидва ці критерії недоцільно. При цьому, приймаючи до уваги, що критерій Шварца ( $BIC$ ) більшою мірою, ніж критерій Акаїке ( $AIC$ ), «штрафує» за зайву складність математичної моделі, більш доцільним для використання є критерій  $BIC$ .

### **6.2.2. Універсальна процедура вибору найбільш «прийнятної» математичної моделі електроспоживання**

Як зазначалося, від правильного вибору виду математичної моделі обсягу споживання електричної енергії, який потрібно здійснювати для кожного технологічного об'єкту «індивідуально», принципово залежить можливість встановлення для цього об'єкту обґрунтованих «базових ліній» електроспоживання і, відповідно, одержання коректних результатів контролю ефективності використання електроенергії.

Очевидним є, що математична модель електроспоживання, перш за все, має бути якомога більш адекватною процесу зміни обсягу витрат енергії виробничим обладнанням чи у технологічному процесі, що розглядається. Знаходження такої моделі з певного набору їх можливих видів може успішно здійснюватись за основними критеріями адекватності, наведеними у попередньому розділі, числові значення яких можуть бути визначені з використанням існуючих програмних засобів.

Однак при цьому в процесі створення та застосування локальних систем оперативного контролю енергоефективності може бути важливим не тільки вибір

найбільш адекватних математичних моделей електроспоживання, але також і врахування деяких інших властивостей цих моделей. При цьому під іншими властивостями моделі слід розуміти сукупність додаткових її характеристик (крім показників адекватності), які повинні відповідати певним «індивідуальним» умовам функціонування того чи іншого технологічного об'єкту. Зокрема, такими додатковими характеристиками математичних моделей електроспоживання можуть бути витрати різних ресурсів, необхідних для побудови і подальшого використання цих моделей: наприклад, витрати часу на їх побудову (що може бути важливим для здійснення оперативного контролю енергоефективності), а також витрати робочого часу, фінансових та інших ресурсів.

Тому для більш повної та різнобічної оцінки математичних моделей електроспоживання в процесі вибору найбільш «прийнятної» для умов функціонування кожного конкретного технологічного об'єкту, крім наведених вище критеріїв адекватності, доцільно застосовувати також деякі додаткові «якісні» критерії, що характеризують інші властивості моделей, що розглядаються. Склад додаткових критеріїв, які слід враховувати при виборі найбільш «прийнятних» математичних моделей обсягу споживання електроенергії, може бути суттєво різним для кожного конкретного технологічного об'єкту та має відображати його «індивідуальні» особливості, а також особливості функціонування відповідних систем оперативного контролю енергоефективності.

Для визначення потрібного набору додаткових критеріїв вибору найбільш «прийнятних» математичних моделей електроспоживання можуть бути застосовані методи експертного опитування та нечіткої логіки [302]. При цьому процедура опитування експертів з цього питання та обробка одержаних результатів може бути аналогічною наведеному в пункті 6.1.1 процесу визначення попереднього складу чинників, що впливають на обсяг споживання електричної енергії технологічними об'єктами.

Враховуючи все зазначене вище, є очевидним, що визначення найбільш «прийнятних» математичних моделей електроспоживання для створення систем

оперативного контролю ефективності використання електричної енергії являє собою достатньо складну багатокритеріальну задачу. Однак вирішувати таку задачу у виробничих умовах повинні спеціалісти-практики, які, зазвичай, не мають відповідних спеціальних знань і досвіду. Тому для вирішення цієї задачі у виробничих умовах необхідно використовувати достатньо прості методи, для реалізації яких існують потрібні програмні засоби. Одним з таких досить простих методів багатокритеріальної оптимізації, зокрема, є так званий *DEA* аналіз (*Data Envelopment Analysis*). У відчизняних публікаціях він є відомим під назвою методу аналізу середовища функціонування [321].

Цей метод базується на визначенні узагальненого критерію ефективності (доцільності) деяких рішень або дій ( $f_k$ ), числов значення якого визначаються шляхом співставлення певних показників якості досягнутих результатів (вихідних характеристик  $Y_i$  об'єкту, що розглядається) і обсягів відповідних ресурсів  $X_j$ , необхідних для одержання цих результатів. Таким чином, знаходження найкращого рішення за узагальненим критерієм ефективності для будь-якого багатовимірної об'єкта, що має численні внутрішні зв'язки, з використанням *DEA* аналізу здійснюється шляхом максимізації наведеного нижче функціоналу при відповідних обмеженнях [322]:

$$f_k = \max_{u_i, v_j \in G} \frac{u_1 Y_1 + u_2 Y_2 + \dots + u_n Y_n}{v_1 X_1 + v_2 X_2 + \dots + v_m X_m}; \quad (6.2)$$

$$\frac{u_1 Y_1 + u_2 Y_2 + \dots + u_n Y_n}{v_1 X_1 + v_2 X_2 + \dots + v_m X_m} \leq 1. \quad (6.3)$$

Залежності (6.2) і (6.3) визначають задачу нелінійного програмування. Рішенням такої задачі для будь-якого ( $k$ -ого) технологічного об'єкта є відповідні вагові коефіцієнти  $u_i = \{u_1, u_2, \dots, u_n\}$  і  $v_i = \{v_1, v_2, \dots, v_m\}$ , які максимізують значення узагальненого показника «ефективності»  $f_k$  (6.2).

Отже, остаточний вибір найбільш «прийнятної» математичної моделі для встановлення «базових ліній» електроспоживання в системах оперативного контролю енергоефективності слід здійснювати на основі вирішення зазначеної

багатокритеріальної оптимізаційної задачі [323]. При цьому очевидним є, що найбільш «прийнятною» для того чи іншого технологічного об'єкту слід вважати ту з математичних моделей, для якої числове значення узагальненого показника ефективності  $f_k$  буде найбільшим.

Таким чином, універсальна процедура вибору найбільш «прийнятної» математичної моделі для встановлення цільових змінних електроспоживання в системі оперативного контролю енергоефективності, що створюється для будь-якого технологічного об'єкту, представлена у вигляді схеми на рис. 6.4.

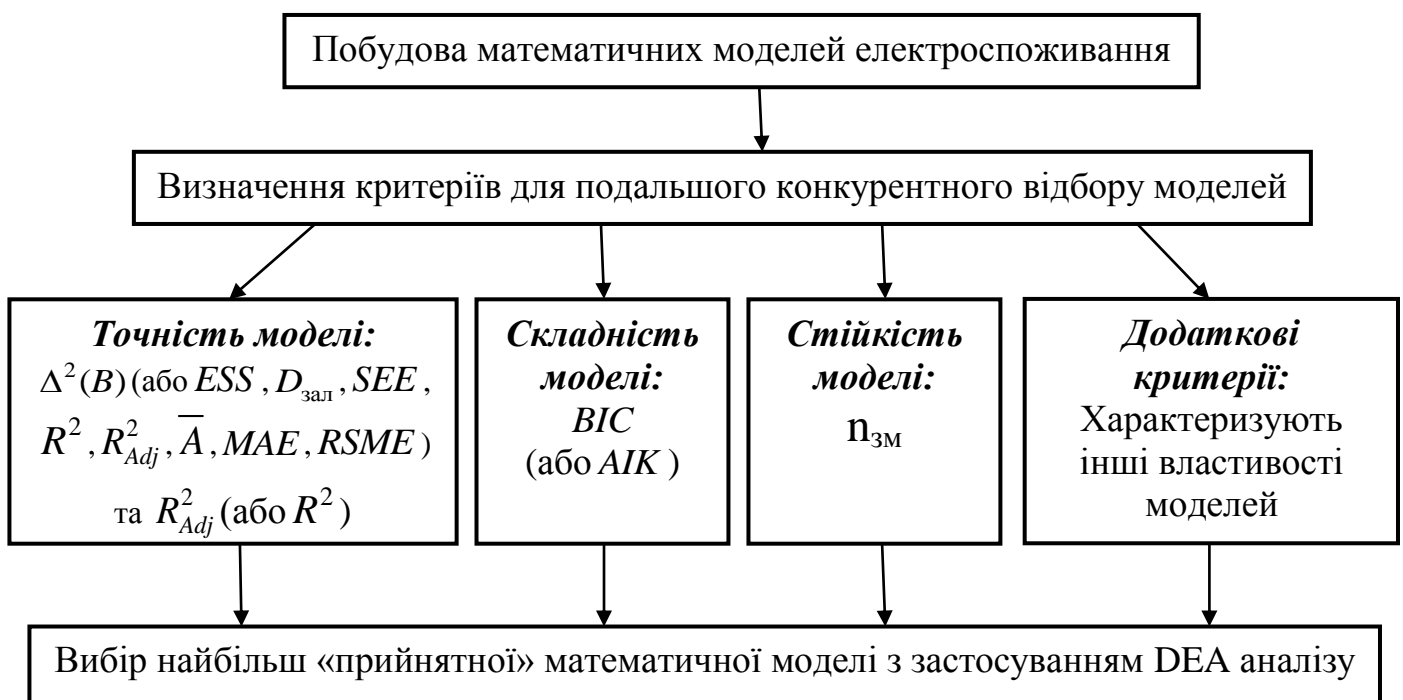


Рисунок 6.4 – Універсальна процедура вибору найбільш прийнятної математичної моделі для встановлення цільових змінних електроспоживання

Для практичної реалізації зазначеної процедури у подальшому доцільно створити спеціальне програмне забезпечення, яке дасть змогу фахівцям-практикам в реальних виробничих умовах успішно знаходити найбільш «прийнятні» математичні моделі обсягу споживання електричної енергії різними технологічними об'єктами з метою створення для них систем оперативного контролю ефективності її використання [241, 244].

### **6.3. Методологічні основи встановлення обґрунтованих цільових змінних електроспоживання**

Як зазначалося, будь-які математичні моделі, побудовані за статистичними даними, зокрема, моделі обсягу споживання електричної енергії, на застосуванні яких базується здійснення оперативного контролю енергоефективності технологічних об'єктів, мають певну залишкову похибку [255 – 257, 284]. Тому в процесі контролю виконання цільових змінних електроспоживання, встановлених безпосередньо на основі відповідної математичної моделі, обов'язково виникає питання: невиконання цих цільових змінних свідчить про зниження (чи підвищення) ефективності використання електроенергії на об'єкті, що розглядається, чи одержаний результат є наслідком похибки моделювання обсягу споживання електроенергії на даному об'єкті. Отже, для одержання правильних, коректних висновків щодо рівня енергетичної ефективності будь-якого технологічного об'єкту необхідно враховувати залишкову похибку математичної моделі, на підставі якої встановлюються цільові змінні електроспоживання.

Як відомо, у теорії та практиці математичного моделювання залишкова похибка опису будь-якої залежної змінної зазвичай враховується шляхом побудови до відповідної моделі певних довірчих інтервалів. Такий самий спосіб доцільно застосовувати для встановлення більш коректних та обґрунтованих цільових змінних електроспоживання технологічних об'єктів. Таким чином, необхідні для здійснення оперативного контролю енергоефективності цільові змінні повинні встановлюватись не просто за деякими, достатньо адекватними математичними моделями обсягу споживання електроенергії, а на основі меж довірчих інтервалів, визначених для цих моделей [324].

Таким чином, мова йде не про точкове, а про інтервальне оцінювання результатів математичного моделювання обсягів електроспоживання відповідних технологічних об'єктів. Задачу інтервального оцінювання у загальному вигляді можна сформулювати наступним чином: за певною статистичною вибіркою та результатами математичного моделювання її значень необхідно визначити деякий числовий інтервал, відносно якого зі заздалегідь прийнятою ймовірністю можна

сказати, що всередині цього інтервалу міститься невідоме істинне значення випадкової величини, що аналізується [248, 249, 255 – 257]. Ширина довірчого інтервалу, з одного боку, залежить від довірчої ймовірності, з якою гарантується знаходження досліджуваної випадкової величини всередині довірчого інтервалу. А з іншого боку, ширина такого інтервалу визначається залишковою похибкою відповідної математичної моделі електроспоживання, для якої встановлюється цей довірчий інтервал.

Згідно [284] для кожного з індивідуальних значень будь-якого випадкового параметру, зокрема, обсягу електроспоживання  $W(p)$ , що визначаються на підставі деякого рівняння лінійної багатфакторної математичної моделі, можна побудувати довірчий інтервал, межі якого визначаються за формулою:

$$W(p) = W_{\text{розн}}(p) \pm T\left(\frac{\alpha}{2}, f_e\right) S_e \sqrt{[X(p)][D][X(p)]^T}, \quad (6.4)$$

де  $p$  – момент часу, для якого встановлюються межі довірчого інтервалу;

$W_{\text{розн}}(p)$  – розрахункове значення витрат електроенергії, одержане на підставі відповідної математичної моделі;

$T\left(\frac{\alpha}{2}, f_e\right)$  – квантиль розподілу Стюдента за двосторонньої імовірності  $\alpha$  і

числі ступенів свободи  $f_e$ ;

$S_e$  – середньоквадратичне відхилення індивідуальних значень фактичних витрат електроенергії від результатів їх моделювання за допомогою визначеного рівняння регресії (залишкова похибка моделювання);

$[X(p)]$  – матриця значень незалежних змінних (чинників) для моменту часу  $p$ , які використовуються у математичній моделі;

$[X(p)]^T$  – транспонована матриця  $[X(p)]$ ;

$[D]$  – коваріаційно-дисперсійна матриця значень параметрів (констант) рівняння математичної моделі.

Визначення меж довірчих інтервалів для нелінійних багатофакторних математичних моделей являє собою більш складну задачу [325]. Існує декілька підходів до її вирішення. Одним з найбільш простих та поширених методів побудови довірчих інтервалів до рівнянь нелінійної регресії є їх лінеаризація, яка передбачає приведення нелінійної регресійної залежності до лінійного вигляду шляхом відповідного перетворення незалежних змінних. Після такого приведення межі довірчого інтервалу визначаються вже для лінійної математичної моделі за виразом (6.4). Однак такий спосіб вирішення задачі, що розглядається, не вважається достатньо коректним, особливо у випадках, коли до лінійного вигляду перетворенню підлягають математичні моделі, які значно відрізняються від лінійних [326].

Іншим підходом до вирішення задачі побудови довірчих інтервалів до складних нелінійних математичних моделей є застосування імітаційних методів. Такі методи базуються на моделюванні емпіричного розподілу статистичних даних шляхом генерування повторних вибірок. Такий спосіб визначення меж довірчих інтервалів є більш універсальним, оскільки його застосування та одержувані результати не залежать від закону розподілу випадкової величини, що розглядається.

Імітаційний підхід базується на тому, що маючи деяку вибірку реальних статистичних даних, вибираючи з неї випадковим чином окремі значення, можна сформувати велику кількість нових, псевдо реальних вибірок, на основі яких можна визначати достатньо достовірні статистичні характеристики випадкових величин, що аналізуються: математичні очікування, дисперсії, довірчі інтервали тощо. Якщо багаторазово формувати з одержаної таким чином генеральної сукупності результатів «спостережень» різні вибірки значень незалежних змінних  $X$  та залежної змінної  $Y$ , і будувати на їх основі відповідні регресійні моделі, то за межами «довірчої області», яку утворюють ці моделі, може знаходитись тільки деяка незначна кількість можливих ліній регресії [327]. У залежності від способу відбору даних у процесі генерування псевдо вибірок використовують різні методи, наприклад, методи стохастичної апроксимації ( $S$ -метод), імітаційного

моделювання (*M*-метод), бутстреп-метод (*B*-метод), методи зв'язаного моделювання (*A*-метод) або вільного моделювання (*F*-метод) тощо [326]. Використання будь-якого з цих методів, зокрема бутстреп-методу (Bootstrap) [328], дає можливість отримати достатньо точні межі довірчих інтервалів, навіть для складних нелінійних математичних моделей. Побудова довірчих інтервалів таким способом є можливою для рівнянь регресії будь-якого вигляду та, навіть, за відсутності самих цих рівнянь. Однак застосування цього способу вимагає наявності достатньо потужних обчислювальних засобів та відповідного програмного забезпечення [329].

Враховуючи зазначене, цільові змінні обсягу споживання електроенергії тими чи іншими технологічними об'єктами, необхідні для оперативного контролю їх енергоефективності, потрібно встановлювати на підставі меж довірчих інтервалів, визначених для відповідних математичних моделей електроспоживання одним із наведених вище методів. При такому підході до встановлення цільових змінних можна стверджувати, що використання електричної енергії на деякому об'єкті з достатньо високою ймовірністю слід вважати неефективним лише за умови, якщо фактичний обсяг електроспоживання перевищує верхнє граничне значення відповідного довірчого інтервалу, або констатувати, що рівень ефективності використання електроенергії на об'єкті є вищим від запланованого у випадку, якщо фактичний обсяг її витрати є меншим від нижнього граничного значення цього довірчого інтервалу.

#### **6.4. Процедура статистичного контролю виконання встановлених цільових змінних електроспоживання**

Як вже зазначалося, у традиційних системах КіП практично відсутня достатньо чітка й об'єктивна процедура контролю виконання встановлених цільових змінних споживання ПЕР. Очевидним є, що у такій ситуації результати контролю енергоефективності значною мірою мають суб'єктивний характер і тому не можуть служити підґрунтям для прийняття правильних рішень з



управління ефективністю використання, зокрема, електричної енергії відповідними технологічними об'єктами.

Обсяги споживання електричної енергії у будь-яких технологічних процесах до певної міри є випадковими величинами, так як у загальному випадку залежать від значної кількості різноманітних технічних, технологічних, організаційних та кліматичних чинників, частина яких теж є випадковими величинами. Ця обставина повинна прийматись до уваги, зокрема, та при визначенні цільових змінних електроспоживання, методологію встановлення яких наведено у попередньому розділі.

Приймаючи до уваги випадковий характер обсягів споживання електроенергії та запропонований спосіб встановлення відповідних цільових змінних, можна стверджувати, що процес контролю їх виконання у системах оперативного контролю ефективності енерговикористання також має базуватися на застосуванні ймовірнісно-статистичних методів. Зокрема, з цією метою можуть бути застосовувані методи статистичного контролю якості продукції [330, 331]. Такі методи дають змогу здійснювати контроль якості деякої партії продукції шляхом випробування певної її частини. При цьому процес контролю організують і його результати аналізують, приймаючи до уваги деяку ймовірність  $\alpha$  помилкової відмови від партії якісної продукції (помилка першого роду або ризик виробника), а також ймовірність  $\beta$  помилкового прийняття партії неякісної продукції (помилка другого роду або ризик споживача).

З урахуванням зазначених ймовірностей за результатами статистичного контролю деяка партія виробів вважається якісною, якщо певний показник, який характеризує їх властивості, не перевищує одне граничне значення, або вважається неякісною, якщо цей показник перевищує інше граничне значення. При цьому показниками якості партії продукції можуть служити кількість дефектних виробів у партії, середнє значення деякої характеристики продукції або дисперсія значень такої характеристики. З точки зору організації процесу контролю традиційно застосовують метод однієї вибірки, метод двох вибірок та метод безперервного аналізу якості продукції. Прийняття певних величин

зазначених вище ймовірностей  $\alpha$  та  $\beta$ , вибір методу контролю, а також встановлення граничних значень відповідної характеристики якості продукції для прийняття деякої її партії або відмови від неї являє собою так званий процес побудови плану контролю.

Якщо мова йде про контроль енергоефективності технологічних об'єктів, то очевидним є, що невиконання цільових змінних електроспоживання протягом деяких періодів часу може мати випадковий або систематичний характер. Отже оперативний контроль ефективності використання електричної енергії перш за все має полягати у реєстрації кількості випадків виходу фактичних величин електроспоживання за межі довірчого інтервалу, на підставі побудови якого були встановлені відповідні цільові змінні. Тобто з точки зору теорії контролю якості продукції мова йде про контроль кількості «неякісних виробів у партії». Зрозуміло, що у випадку контролю енергоефективності поняття «партія виробів» має умовний характер і за своїм змістом являє собою деяку досить велику кількість  $N$  контролів ефективності використання електроенергії, які необхідно здійснити на тому чи іншому технологічному об'єкті протягом усього періоду його експлуатації.

Не менш очевидним є також, що контроль енергоефективності протягом зазначеного періоду необхідно здійснювати безперервно. Тому серед відомих методів статистичного контролю якості продукції, що можуть бути використані для вирішення цієї задачі, єдино прийнятним та найбільш доцільним є застосування послідовного аналізу, який ще називають методом Вальда [332]. Цей метод базується на тому, що в процесі контролю формується та аналізується деяка вибірка виробів, обсяг якої  $n$  є змінним (поступово зростає після проведення кожного етапу контролю). Якщо мова йде про контроль енергоефективності, така вибірка містить дані про результати порівняння фактичних обсягів споживання електроенергії на тому чи іншому технологічному об'єкті з цільовими змінними електроспоживання, встановленими для цього об'єкту на відповідні періоди часу [333, 334]. Точніше, така вибірка містить числові величини, що відображають

кількість випадків невиконання зазначених цільових змінних, зареєстрованих після проведення кожного чергового етапу контролю.

Згідно методу Вальда після появи у вибірці, що розглядається, кожного нового фактичного значення контрольованого параметру необхідно розрахувати числове значення так званого коефіцієнта правдоподібності  $\gamma$ , величина якого порівнюється зі заздалегідь встановленими його граничними значеннями: максимальним  $A$  та мінімальним  $B$ . Після порівняння кожного нового значення коефіцієнта правдоподібності з його граничними величинами можуть спостерігатися наступні ситуації. Якщо  $\gamma \leq B$ , всю партію продукції, що контролюється, вважають якісною. У випадку, якщо  $\gamma \geq A$ , вся партія продукції вважається неякісною. Якщо ж величина коефіцієнта правдоподібності знаходиться в межах його граничних значень ( $B < \gamma < A$ ), для прийняття остаточного рішення процес контролю слід продовжувати.

В умовах, коли загальний обсяг  $N$  партії виробів, що контролюється, є достатньо великим у той час, як рішення щодо її прийняття чи відмови від неї базується на результатах аналізу поточної вибірки порівняно невеликого розміру  $n$  (зокрема, якщо  $n \leq 0,1N$ ), значення коефіцієнта правдоподібності  $\gamma$  для кожного чергового етапу контролю можна розраховувати за спрощеною формулою, справедливою для біноміального закону розподілу контрольованого параметру [332]. Якщо, до того ж, в умовах використання біноміального закону розподілу параметром, що контролюється, є кількість неякісних виробів у партії продукції, процес контролю можна ще більше спростити. А саме, в таких умовах контроль може здійснюватись без визначення коефіцієнта правдоподібності. Замість граничних значень цього коефіцієнта ( $A$  та  $B$ ) в процесі контролю необхідно встановлювати граничні значення  $p_0$  і  $p_1$  безпосередньо кількості дефектних виробів у партії продукції, що контролюється.

Що стосується контролю енергоефективності, то він здійснюється саме у зазначених умовах. Тобто, з метою контролю ефективності використання електроенергії необхідно визначати мінімальну та максимальну граничну кількість випадків невиконання встановлених цільових змінних

електроспоживання відповідних виробничих об'єктів. Причому ці граничні значення  $p_0$  і  $p_1$  можна встановлювати у вигляді відповідних частот чи ймовірностей появи «дефектних виробів» у вибірці змінного обсягу  $n$ , що формується та аналізується в процесі контролю.

Як зазначалося, перш ніж здійснювати контроль енергоефективності з застосуванням методу Вальда, необхідно заздалегідь встановити ймовірності прийняття за результатами контролю помилкових рішень:  $\alpha$  та  $\beta$ . При цьому граничні значення  $p_0$  та  $p_1$  кількості випадків невиконання цільових змінних електроспоживання і ймовірності  $\alpha$  та  $\beta$  є пов'язаними між собою і визначаються за так званою операційною характеристикою, загальний вигляд якої наведено на рис. 6.5 [332].

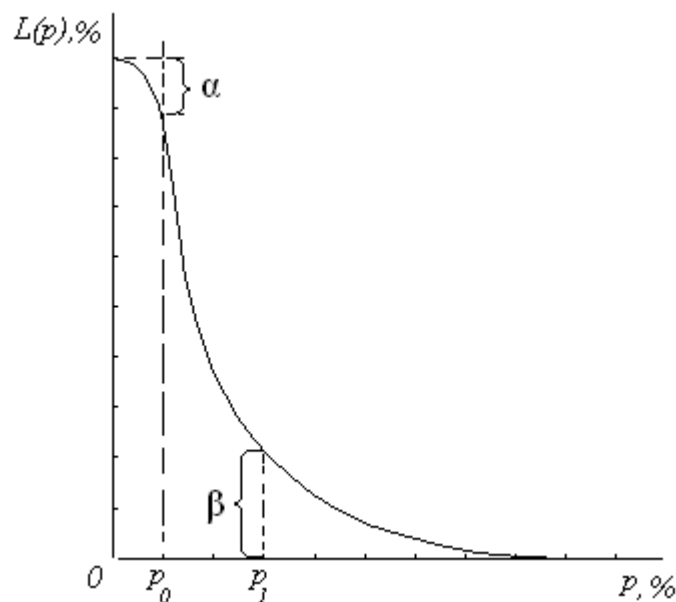


Рисунок 6.5 – Операційна характеристика статистичного контролю

З метою складення плану статистичного контролю ефективності використання електричної енергії на тих чи інших технологічних об'єктах можна будувати «індивідуальні» операційні характеристики або скористатися для цього типовими характеристиками, які наведені, зокрема, у [332].

Послідовний контроль ефективності використання електроенергії з застосуванням методу Вальда можна здійснювати графічно (рис. 6.6). При цьому горизонтальна вісь відповідного графіка відображає кількість виконаних етапів

контролю  $n$ , а вертикальна вісь – кількість випадків невиконання встановлених цільових змінних електроспоживання  $m$ .

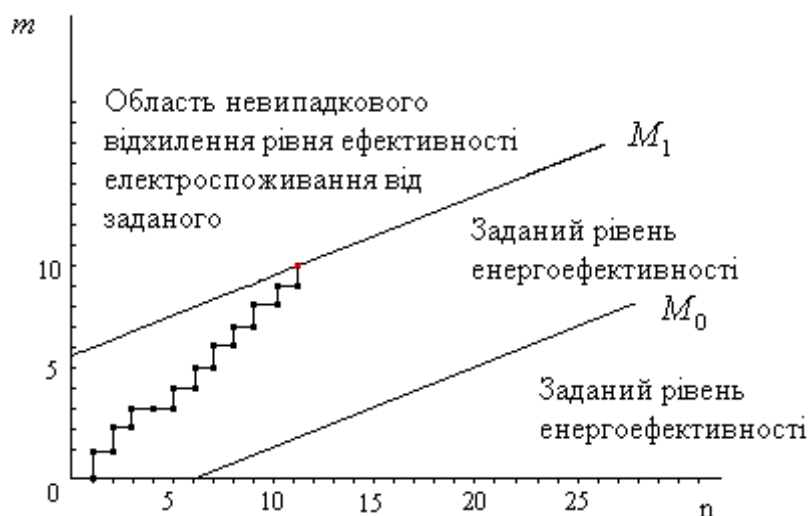


Рисунок 6.6 – Графічна ілюстрація процесу послідовного контролю за методом Вальда

На рис. 6.6 прямі  $M_0$  і  $M_1$ , які називають картою контролю, являють собою лінії, що відображають числові значення граничних величин  $p_0$  та  $p_1$  кількості випадків невиконання встановлених цільових змінних електроспоживання. Параметри рівнянь цих прямих  $h_0$ ,  $h_1$  та  $s$  визначають на підставі заздалегідь прийнятого плану контролю за наступними залежностями:

$$h_0 = \frac{\ln \frac{\beta}{1-\alpha}}{\ln \frac{p_1}{p_0} - \ln \frac{1-p_1}{1-p_0}}; \quad (6.5)$$

$$h_1 = \frac{\ln \frac{1-\beta}{\alpha}}{\ln \frac{p_1}{p_0} - \ln \frac{1-p_1}{1-p_0}}; \quad (6.6)$$

$$s = \frac{\ln \frac{1-p_0}{1-p_1}}{\ln \frac{p_1}{p_0} - \ln \frac{1-p_1}{1-p_0}}. \quad (6.7)$$

Таким чином, після проведення кожного етапу контролю ефективності використання електричної енергії на будь-якому технологічному об'єкті

необхідно на наведеному вище графіку позначити кількість випадків  $m$  невиконання встановлених цільових змінних електроспоживання, яка накопичилася з початку здійснення контролю енергоефективності на цьому об'єкті до моменту останнього контролю (ступінчаста лінія) та перевірити, чи не перетнула ця ступінчаста лінія пряму  $M_1$ , що відображає верхнє граничне значення кількості таких випадків.

Якщо при цьому в результаті проведення  $n$  етапів контролю для загальної кількості  $m$  зареєстрованих випадків невиконання цільових змінних є справедливою нерівність  $m \geq h_1 + sn$ , то можна стверджувати, що реальний рівень ефективності використання електроенергії на даному об'єкті не випадковим чином відрізняється від запланованого її рівня, який визначають відповідні цільові змінні електроспоживання. Якщо зазначена нерівність не виконується, то приймається, що рівень ефективності електровикористання на об'єкті відповідає заданому її рівню, а всі зафіксовані в процесі контролю випадки невиконання цільових змінних слід вважати випадковими.

Очевидно, що в процесі контролю енергоефективності необхідно одночасно вирішувати дві задачі [334]. А саме, на кожному етапі контролю потрібно контролювати як можливе зниження, так і можливе підвищення ефективності використання електричної енергії на об'єкті відносно запланованого її рівня. Отже, під час здійснення контролю на кожному його етапі необхідно одночасно реєструвати два показники:

- загальну кількість  $m_1$  випадків, коли фактичний обсяг споживання електроенергії на об'єкті перевищував максимальні значення цільових змінних електроспоживання, що були встановлені на відповідні періоди;
- загальну кількість  $m_2$  випадків, коли фактичні витрати електричної енергії на об'єкті були меншими від мінімальних значень відповідних цільових змінних.

З цією метою доцільно побудувати й одночасно застосовувати дві карти послідовного контролю, подібні до наведеної на рис. 6.6. При цьому, якщо план

контролю не випадкового підвищення або зниження рівня енергоефективності об'єкту є однаковим, то граничні лінії  $M_0$  і  $M_1$  для обох контрольних карт будуть також однаковими.

Таким чином, у результаті виконання  $n$  етапів контролю ефективності використання електричної енергії на будь-якому технологічному об'єкті можуть скластися наступні ситуації:

1) загальна кількість випадків невиконання встановлених цільових змінних електроспоживання (як  $m_1$ , так і  $m_2$ ) не перевищує верхньої граничної лінії  $M_1$  на жодній із двох карт послідовного контролю, тобто з точки зору статистики кількість цих випадків є незначною, що свідчить про те, що фактичний рівень ефективності використання електричної енергії на об'єкті відповідає запланованому її рівню;

2) кількість  $m_1$  випадків невиконання встановлених цільових змінних перевищує верхню граничну лінію  $M_1$  на відповідній карті послідовного контролю, тобто кількість цих випадків є статистично достатньою для того, щоб стверджувати, що на об'єкті відбулося не випадкове зниження рівня ефективності використання електроенергії відносно запланованого її рівня;

3) кількість  $m_2$  випадків невиконання встановлених цільових змінних перевищує верхню граничну лінію  $M_1$  на відповідній контрольній карті, тобто кількість цих випадків є статистично достатньою для того, щоб стверджувати, що на об'єкті відбулося не випадкове підвищення рівня ефективності використання електроенергії по відношенню до запланованого її рівня.

Як свідчить практика, за результатами проведення порівняно невеликої кількості етапів контролю вже можна робити попередні висновки про рівень ефективності використання електричної енергії на об'єкті та, у разі потреби (ситуація 2), планувати та здійснювати заходи, необхідні для його підвищення. Однак, найбільш достовірні результати контролю ефективності енерговикористання з застосуванням методу послідовного контролю можна одержати тільки після виконання деякої необхідної кількості етапів контролю. У

разі можливості застосування біноміального закону розподілу випадкової величини, що контролюється, необхідна для отримання достовірних результатів контролю кількість його результатів визначається як максимальне значення математичного сподівання обсягу відповідної вибірки  $M[n]_{\max}$ , яке розраховується за наступною формулою:

$$M[n]_{\max} = -\frac{\ln \frac{\beta}{1-\alpha} \ln \frac{1-\beta}{\alpha}}{\ln \frac{p_1}{p_0} \ln \frac{1-p_0}{1-p_1}}. \quad (6.8)$$

Після проведення зазначеної необхідної кількості етапів контролю можна робити остаточні висновки щодо того, яким був і як змінювався протягом відповідного, більш тривалого періоду рівень ефективності використання електричної енергії на технологічному об'єкті, що розглядається. Зокрема, при цьому можна зробити кількісну оцінку загального обсягу економії або перевитрати електроенергії на об'єкті протягом цього періоду. Для цього може бути використано спосіб, який застосовують для аналізу ризиків прийняття управлінських рішень [335 – 337]. Цей спосіб базується на визначенні частоти появи кожного з можливих результатів контролю енергоефективності об'єкту (економія, перевитрата енергії або підтримання заданого рівня ефективності електроспоживання). Наприклад, частота появи випадків, коли спостерігалася економія електроенергії на цьому об'єкті протягом відповідного тривалого періоду здійснення контролю ефективності енерговикористання, визначається за формулою:

$$p_{\text{ек}} = \frac{m_2}{M[n]_{\max}}, \quad (6.9)$$

де  $m_2$  – кількість випадків, коли на даному об'єкті у процесі контролю енергоефективності була зафіксована економія електроенергії;



$M[n]_{\max}$  – загальна кількість проведених етапів контролю, необхідна для одержання найбільш достовірних остаточних його результатів.

Частота  $p_{\text{пер}}$  появи протягом відповідного тривалого періоду випадків, коли на об'єкті спостерігалася перевитрата електроенергії, розраховується аналогічно. При цьому кількісна оцінка загального обсягу  $\Delta W_{\Sigma}$  економії або перевитрати електроенергії, одержана на об'єкті, що розглядається, протягом відповідного тривалого періоду, може бути визначена за формулою:

$$\Delta W_{\Sigma} = \left( \sum_{i=1}^{m_2} \Delta W_{\text{екі}} p_{\text{ек}} + \sum_{i=1}^{m_1} \Delta W_{\text{пері}} p_{\text{пер}} \right), \quad (6.10)$$

де  $\Delta W_{\text{екі}}$ ,  $\Delta W_{\text{пері}}$  – результати споживання електроенергії на об'єкті (обсяги економії або перевитрати енергії), що спостерігалися під час проведення окремих етапів контролю енергоефективності протягом відповідного, більш тривалого періоду [334].

Таким чином, можна стверджувати, що запропонована процедура послідовного контролю ефективності використання електричної енергії на технологічних об'єктах є достатньо простою. Однак при цьому її застосування дає змогу оперативно визначати моменти невідповідного зниження рівня ефективності електровикористання та своєчасно здійснювати необхідні заходи для підтримання запланованого її рівня, або дає можливість констатувати досягнення невідповідного енергозбереження на цих об'єктах, а також дає змогу зробити кількісну оцінку обсягів економії або перевитрати електроенергії, яка відбувалася протягом відповідного тривалого періоду.

Приклад побудови та функціонування системи оперативного контролю ефективності використання електричної енергії для одного з виробничих об'єктів наведено у додатку Е.

## **6.5. Необхідність і методологічні основи створення інтегрованих систем контролю ефективності використання електричної енергії**

У підрозділі 4.5 було зазначено, що одним із недоліків традиційних систем КіП, а отже та більш досконалих систем оперативного контролю енергоефективності, що базуються на методології створення та застосування систем КіП, є непридатність таких систем для вирішення задач оцінки та контролю рівня ефективності використання електричної енергії на великих виробничо-господарських об'єктах (на рівні держави, її регіонів, у галузях суспільного виробництва, на підприємствах, в організаціях та у їх підрозділах). Разом із тим, в Україні існує система нормування питомих витрат ПЕР, яка на сьогодні є єдиним «інструментом» контролю ефективності використання ПЕР в усіх галузях та сферах економіки. Як зазначалося, цей «інструмент» є дуже недосконалим, однак відмовитись від його застосування, принаймні найближчим часом, не видається можливим та доцільним, хоча б з тієї причини, що він оперує такими показниками енергоефективності як питомі витрати всіх видів палива та енергії, які обов'язково мають визначатися та контролюватися на всіх рівнях господарювання.

Приймаючи до уваги переваги та недоліки кожного з цих підходів до вирішення задачі оцінки та контролю ефективності використання ПЕР, можна стверджувати, що одним з можливих і доцільних напрямів подальшого розвитку діючої в нашій державі системи контролю ефективності використання, зокрема, електричної енергії в суспільному виробництві може бути поєднання існуючої теорії та практики нормування її питомих витрат з побудовою та застосуванням систем оперативного контролю ефективності електровикористання. Результатом об'єднання двох зазначених підходів до контролю енергоефективності має бути створення на виробничо-господарських об'єктах так званих інтегрованих систем контролю ефективності використання електроенергії [338, 339].

Процес побудови та функціонування інтегрованої системи контролю ефективності використання електричної енергії на будь-якому виробничо-господарському об'єкті наведено на рис. 6.7.

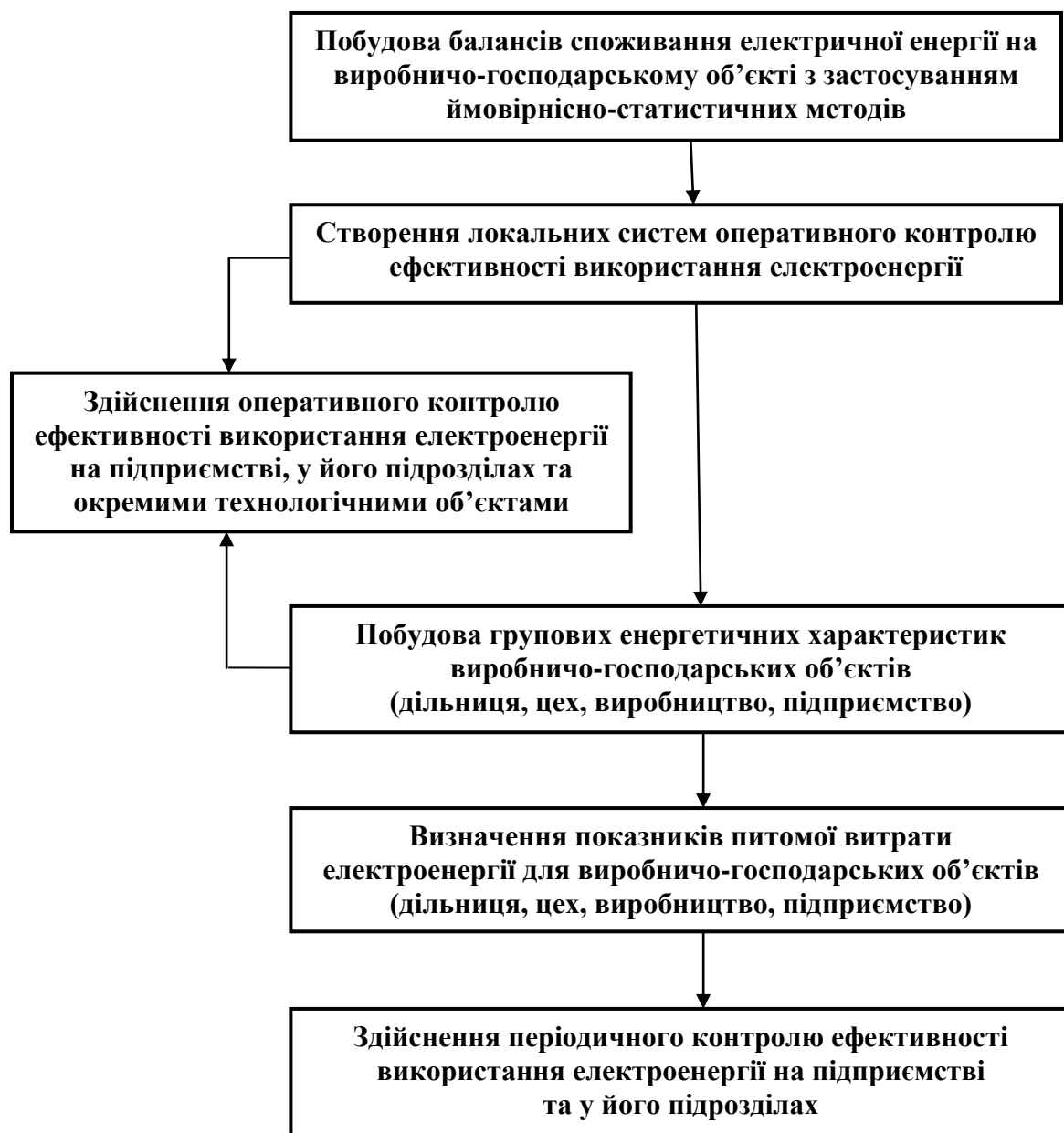


Рисунок 6.7 – Процес побудови та функціонування інтегрованої системи контролю ефективності використання електричної енергії

На початковому етапі побудови на будь-якому виробничо-господарському об'єкті інтегрованої системи контролю ефективності використання електричної енергії єдиним засобом контролю ефективності електровикористання на цьому об'єкті залишається існуюча система нормування питомих витрат електроенергії. Однак при цьому замість розрахунково-аналітичного методу складення балансів споживання електричної енергії, який традиційно застосовується у існуючих методиках нормування її витрат, слід використовувати запропонований у розділі 5 ймовірно-статистичний підхід до побудови електробалансів. Як зазначалося у

цьому розділі, застосування ймовірісно-статистичних методів дає можливість в умовах недостатніх і нечітко визначених вихідних даних скласти більш достовірні та обґрунтовані баланси споживання електроенергії, ніж на основі використання розрахунково-аналітичного методу. До того ж, ймовірісно-статистичний підхід до побудови електробалансів дає змогу одержати початкові статистичні дані, необхідні для створення на тому чи іншому об'єкті численних систем оперативного контролю енергоефективності.

Таким чином, подальший процес створення на деякому виробничо-господарському об'єкті інтегрованої системи контролю електроефективності полягає у тому, що для окремих установок, агрегатів, технологічних процесів та їх груп необхідно поступово будувати та застосовувати локальні системи оперативного контролю ефективності використання електричної енергії. Так як на будь-якому достатньо великому виробничо-господарському об'єкті (наприклад, підприємстві чи у його підрозділі) використовується численне та різноманітне технологічне обладнання, що споживає електричну енергію, кількість локальних систем оперативного контролю енергоефективності, які необхідно створити, також є значною і їх побудова потребуватиме тривалого часу.

Отже, на початку функціонування інтегрованої системи контролю ефективності енерговикористання на виробничо-господарському об'єкті деякий час необхідно застосовувати обидва зазначені вище підходи до контролю енергоефективності: на рівні локальних технологічних об'єктів мають використовуватись системи оперативного контролю ефективності електровикористання, а на рівні підприємства в цілому та його великих підрозділів – нормування питомих витрат електроенергії. При цьому для окремих установок, агрегатів, технологічних процесів чи їх груп, для яких вже будуть побудовані відповідні локальні системи, з'являється можливість здійснення оперативного контролю ефективності використання електричної енергії. Причому цей контроль, в принципі, може проводитись з будь-якою періодичністю (щомісячно, щотижнево, щодобово чи, навіть, щогодинно).

Проте, як було сказано, локальні системи оперативного контролю енергоефективності не можуть бути створені та застосовуватись на достатньо великих об'єктах (на дільницях, у цехах, на підприємствах в цілому). Тому в процесі функціонування інтегрованої системи контролю ефективності електровикористання на рівні підприємства у цілому та його великих підрозділів, а також для традиційних, більш тривалих періодів часу (року, кварталу) та надалі необхідно визначати і використовувати показники питомої витрати електричної енергії.

Однак в умовах функціонування інтегрованої системи контролю енергоефективності визначати питомі витрати електроенергії чи їх норми для будь-яких виробничо-господарських об'єктів, на відміну від діючих методик нормування електроспоживання в суспільному виробництві, можна іншими методами. Основою для вирішення цієї задачі можуть бути математичні моделі обсягу споживання електричної енергії, що будуються окремо для кожної локальної системи контролю ефективності її використання. Такі математичні моделі, здебільшого, враховують вплив на обсяг електроспоживання багатьох чинників, зокрема, параметрів технологічного процесу та умов його протікання. Тому на підставі відповідних математичних моделей для кожної одиниці виробничого обладнання та для кожного технологічного процесу можуть бути визначені більш достовірні і обґрунтовані обсяги витрат електроенергії, ніж ті, що встановлюються розрахунково-аналітичним методом.

До того ж, математичні моделі електроспоживання, що будуються для кожної локальної системи контролю енергоефективності, можна і потрібно розглядати як індивідуальні енергетичні характеристики відповідних технологічних об'єктів. Маючи такі індивідуальні енергетичні характеристики, на їх основі можна побудувати групові (сумарні) енергетичні характеристики для виробничих підрозділів та для виробничо-господарського об'єкта в цілому. При цьому для побудови групових енергетичних характеристик можуть бути застосовані відомі методи, зокрема, так званий поопераційний метод, який

полягає у «складанні» індивідуальних енергетичних характеристик технологічних об'єктів або їх груп [258, 340].

На підставі одержаних таким чином групових енергетичних характеристик виробничо-господарських об'єктів із урахуванням встановлених для них обсягів виробництва продукції, параметрів технологічних процесів, а також умов виробництва для цих об'єктів можна визначати обсяги споживання електричної енергії за попередні періоди або на відповідну перспективу. При цьому очевидним є, що обсяги витрати електроенергії, визначені для виробничо-господарських об'єктів на основі їх групових енергетичних характеристик, будуть більш точними та обґрунтованими, ніж ті, що встановлюються зараз розрахунково-аналітичним методом. Крім того, сумарні енергетичні характеристики по суті являють собою «групові» математичні моделі електроспоживання для підприємства в цілому та його підрозділів. Застосування таких «групових» математичних моделей створює можливість здійснення оперативного контролю ефективності використання електричної енергії на відповідних виробничо-господарських об'єктах. Причому періодичність проведення такого контролю, в принципі, може бути такою ж як і у будь-якій з побудованих локальних систем оперативного контролю енергоефективності.

Отже, створення та застосування локальних систем контролю ефективності використання електроенергії не тільки дає змогу зробити цей контроль оперативним на рівні окремих агрегатів, установок чи технологічних процесів, але й дає можливість також завдяки поступовому збільшенню кількості побудованих локальних систем контролю енергоефективності підвищувати достовірність та обґрунтованість складення електробалансів виробничо-господарських об'єктів і, відповідно, визначати більш обґрунтовані показники питомої витрати електричної енергії, що встановлюються для підприємства у цілому та його підрозділів. Таким чином, на основі застосування запропонованого підходу існуюча, недосконала система нормування питомих витрат електроенергії на виробничо-господарських об'єктах поступово буде замінюватись шляхом створення інтегрованих систем контролю ефективності електровикористання. Причому, у процесі такого

заміщення контроль ефективності використання електричної енергії на всіх рівнях господарювання не тільки буде здійснюватись безперервно, але й поступово удосконалюватиметься.

### **Висновки до розділу 6**

1. Відомі методики створення та використання систем КіП через низку суттєвих недоліків, спрощень, невирішених питань, що не дозволяють «механічно» застосовувати їх в умовах України, можуть бути прийняті лише в якості прототипу для розробки більш досконалих методів оперативного контролю ефективності використання електричної енергії.

2. Основними недоліками традиційних методик побудови систем оперативного контролю енергоефективності є застосування спрощених математичних моделей для встановлення цільових змінних електроспоживання, а також відсутність чіткої, об'єктивної процедури контролю їх виконання.

3. Запропонований комплексний підхід до вибору складу чинників, які необхідно враховувати при побудові математичних моделей електроспоживання технологічних об'єктів, що базується на використанні апарату нечіткої логіки та методів аналізу багатовимірних статистичних даних, дозволяє з урахуванням додаткових обмежень визначати оптимальний склад таких чинників.

4. Розроблена універсальна процедура вибору найбільш «прийнятної» виду математичних моделей електроспоживання технологічних об'єктів та методу їх побудови, дає змогу у виробничих умовах на основі багатокритеріального конкурентного відбору моделей успішно вирішувати зазначену задачу.

5. Обґрунтовані цільові змінні електроспоживання, необхідні для здійснення оперативного контролю енергоефективності, слід встановлювати на основі визначення меж довірчих інтервалів до багатofакторних математичних моделей обсягу споживання електричної енергії відповідними технологічними об'єктами.

6. Запропонована процедура контролю виконання встановлених цільових змінних електроспоживання, що базується на застосуванні методу послідовного

аналізу Вальда, дає змогу оперативно визначати моменти невідповідного підвищення або зниження ефективності використання електричної енергії на технологічних об'єктах, своєчасно здійснювати необхідні заходи для підтримання запланованого її рівня, а також кількісно оцінювати обсяги економії або перевитрати електроенергії, яка відбувалася протягом відповідного періоду.



## ВИСНОВКИ

1. У дисертації сформульовано та наведено нове вирішення наукової проблеми відсутності достатньо коректних та дієвих методів управління режимами споживання і ефективністю використання електричної енергії в енергетичних системах, створення та застосування яких дасть змогу підвищити надійність та економічність функціонування енергосистем, зокрема, завдяки зменшенню обсягів споживання органічного палива, скороченню фінансових та матеріальних витрат на виробництво електроенергії, а також уповільненню динаміки капітальних видатків на розвиток генеруючих потужностей та електричних мереж.

2. Розроблена методологія розширеного аналізу результатів застосування єдиного існуючого засобу управління режимами електроспоживання – диференційованих за зонами доби тарифів на електроенергію, завдяки використанню вперше запропонованих показників та відповідних статистичних методів дає змогу: визначати характер та ступінь впливу груп споживачів на нерівномірність добових графіків навантаження енергетичної системи; аналізувати відповідність встановлених тарифних зон доби сучасним потребам управління попитом споживачів на електричну потужність; досліджувати характер та ступінь впливу на нерівномірність навантаження енергосистеми щогодинної зміни попиту на потужність споживачів, які використовують диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію.

3. Результати аналізу фактичних графіків електричного навантаження, зафіксованих у режимні дні кількох попередніх років, свідчать, що основний негативний вплив на нерівномірність добового навантаження об'єднаної енергетичної системи України здійснює група споживачів «Населення» (близько 90 %), в той час як вплив промислових споживачів в середньому не перевищує 10 %.

4. Результати досліджень фактичних добових графіків електричного навантаження об'єднаної енергосистеми, виконаних з застосуванням розробленої методології, дозволяють стверджувати, що діючі диференційовані за зонами доби тарифи на електроенергію на сьогоднішній день вичерпали свої можливості з точки зору дієвого стимулювання споживачів до подальших змін характеру їх попиту на електричну потужність, не сприяють залученню нових, достатньо потужних споживачів до участі у вирівнюванні добових графіків електричного навантаження енергосистеми і не відповідають сучасним потребам управління електроспоживанням.

5. Створений альтернативний метод управління режимами споживання електричної потужності завдяки встановленню плати за профіль (конфігурацію) графіків навантаження та її адресному спрямуванню дає змогу, у порівнянні з діючими диференційованими за зонами доби тарифами на електроенергію, більш ефективно залучати електропередавальні організації та групи споживачів до активної участі у вирівнюванні добових графіків навантаження енергосистеми.

6. Результати розрахунків, виконаних за реальними графіками навантаження об'єднаної енергетичної системи, підтверджують, що економія витрат на виробництво електроенергії, яка може бути одержана у разі вирівнювання добових графіків її електричного навантаження, в середньому складає 5 млрд. грн. на рік (при цьому скорочення витрат природного газу тільки на щодобові пуски енергоблоків ТЕС дорівнюватиме 1,5 млрд. м<sup>3</sup> на рік), а потенційна винагорода груп споживачів за активну участь у досягненні цього вирівнювання в середньому може сягати від 200 млн. до 1 млрд. грн. на рік.

7. Управління ефективністю використання електроенергії її споживачами, яке дає змогу уповільнювати динаміку капітальних видатків на розвиток генеруючих потужностей та електричних мереж, вимагає здійснення систематичного контролю та аналізу ефективності використання електроенергії на всіх рівнях господарювання, що не може успішно виконуватись без вирішення проблеми об'єктивної кількісної оцінки рівня ефективності використання енергії,

основою розв'язання якої має бути розвиток методології побудови електробалансів виробничо-господарських об'єктів.

8. Розроблена в дисертаційній роботі методологія використання ймовірісно-статистичних методів для побудови балансів споживання електричної енергії в умовах недостатніх та нечітко визначених вихідних даних завдяки заміні нечітких даних їх найбільш ймовірними значеннями, дозволяє у порівнянні з розрахунково-аналітичним методом, складати більш обґрунтовані та достовірні баланси споживання електроенергії на виробничо-господарських об'єктах, (за результатами експериментальних розрахунків, зокрема при побудові електробалансів за видами продукції, похибка визначення їх статей не перевищувала 6,5%), а також одержувати вихідні дані, необхідні для створення та функціонування локальних систем оперативного контролю ефективності використання електричної енергії.

9. Запропонований комплексний підхід до вибору чинників, які потрібно враховувати при побудові математичних моделей, необхідних для встановлення «базових ліній» електроспоживання технологічних об'єктів, завдяки використанню експертних методів, апарату нечіткої логіки та аналізу багатовимірних статистичних даних, дозволяє з урахуванням додаткових обмежень визначати оптимальний склад таких чинників.

10. Розроблена універсальна процедура вибору найбільш «прийнятних» математичних моделей електроспоживання технологічних об'єктів та методів їх побудови завдяки чіткому визначенню критеріїв адекватності моделей, застосуванню експертних методів для встановлення додаткових критеріїв, а також використанню відносно простих методів багатокритеріальної оптимізації дає змогу спеціалістам-практикам, які не мають відповідних спеціальних знань та досвіду, у виробничих умовах успішно вирішувати зазначену задачу.

11. Запропоновані методологічні основи встановлення цільових змінних обсягу споживання електроенергії технологічними об'єктами, необхідних для здійснення оперативного контролю їх енергоефективності, завдяки застосуванню ймовірісно-статистичних методів визначення меж довірчих інтервалів до

відповідних математичних моделей електроспоживання дозволяють враховувати залишкову похибку моделювання і тим самим встановлювати більш об'єктивні та обґрунтовані величини зазначених цільових змінних.

12. Розроблена процедура контролю виконання встановлених цільових змінних електроспоживання завдяки застосуванню методу послідовного аналізу Вальда дає змогу оперативно визначати моменти невідповідного підвищення або зниження ефективності використання електричної енергії на технологічних об'єктах, своєчасно планувати та здійснювати заходи, необхідні для підтримання заданого її рівня, а також кількісно оцінювати обсяги економії або перевитрати електроенергії, яка відбувалася протягом відповідних періодів.

13. Створення інтегрованих систем контролю завдяки поєднанню існуючої теорії та практики нормування питомих витрат електроенергії з побудовою та застосуванням удосконалених систем оперативного контролю дозволить значно підвищити оперативність та об'єктивність контролю ефективності використання електричної енергії як численним технологічним обладнанням, так і на виробничо-господарських об'єктах в цілому, створюючи тим самим умови для дієвого управління енергозбереженням і сприяючи підвищенню ефективності функціонування енергетичної системи в цілому.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вель А.Н., Мехед А.И., Ефимова К.М., Иокст В.О. Исследование влияния энергосистемы на стабильность и безопасность эксплуатации АЭС. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2010. № 2. С. 32–36.
2. Розен В.П. Оперативное планирование и управление электрической нагрузкой промышленных предприятий (на примере угольных шахт): дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / КПИ. Киев. 1983. 181 с.
3. Жугов Д.М. Повышение эффективности функционирования систем электроснабжения промышленных предприятий путем оптимизации прогнозирования потребления электроэнергии: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03. Липецк. 2007. 151 с.
4. Серебренников Б.С., Петрова К.Г. Формування динамічних цін на електроенергію залежно від нерівномірності графіку електроспоживання. *Енергетика та електрифікація*. 2012. № 10. С. 18–23.
5. Черноусенко О.Ю. Стан енергетики України та результати модернізації енергоблоків ТЕС. *Проблеми загальної енергетики*. 2014. № 4 (39). С. 20–28.
6. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей / ДП «НЕК Укренерго». 2017.
7. Халатов А.А. Энергетика Украины: сучасний стан і найближчі перспективи. *Вісник НАН України*. 2016. № 6. С. 53–61.
8. Гнедой Н.В. Энергетическая ситуация в Украине. *Промышленная энергетика*. 1998. № 5. С. 10–14.
9. Карп И.Н., Степанов А.В. Эффективность и перспективы использования природного газа в энергетике Украины. *Экотехнологии и ресурсосбережение*. 1999. № 1. С. 3–9.
10. Тонкаль В.Е., Кулик М.Н. Анализ состояния и перспективы развития электроэнергетики Украины. *Анализ Проблемы энергосбережения*. 1995. № 1. С. 23–32.

11. Дерзкий В.Г. Реформирование рынка в электроэнергетике Украины и ценообразование. *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*. 2012. № 11. С. 13–29.
12. Згуровець О.В., Костенко Г.П. Эффективные методы управления потреблением электрической энергии. *Проблеми загальної енергетики*. 2007. № 16. С. 75–80.
13. Удод Є. І. Паливно-енергетичні ресурси. Перспективи України. *Новини енергетики*. 2005. № 1. С. 57–61.
14. Енергетична стратегія України на період до 2030 року: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.03.06 № 145-р.
15. Корчевой Ю.П., Майстренко А.Ю., Шидловский А.К., Яцкевич С.В. Современное состояние угольных электростанций Украины и перспективы их развития. *Экотехнологии и ресурсосбережение*. 1996. № 3. С. 3–8.
16. Ковецкий В.М., Ковецкая М.М. Оценка маневренных возможностей электрогенерирующих установок для обеспечения качества электроэнергии. *Проблеми загальної енергетики*. 2007. № 16. С. 47–53.
17. Маляренко В.А., Щербак И.Е. Производство и потребление электроэнергии в объединенной энергосистеме Украины. *Ползуновский вестник*. 2013. № 4 (2). С. 125–130.
18. Маляренко В.А., Нечмоглод И.Е. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы ее выравнивания. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2011. № 4. С. 61–69.
19. Гущина Е.В. Повышение энергоэффективности путем регулирования режимов энергопотребления. VI Всероссийская научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных *Молодёжь и наука*. – Красноярск, 2011. URL: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2010/section13.html>.
20. Гуртовцев А., Забелло Е. Электрическая нагрузка энергосистемы, выравнивание графика. *Новости электротехники*. 2008. № 5 (53). URL: <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/53/19.php>.

21. Villareal M.J., Moreira J.M. Household consumption of electricity in Brazil between 1985 and 2013. *Energy Policy journal*. 2016. № 96. Pp. 251–259.
22. Dogan E. Are shocks to electricity consumption transitory or permanent? Sub national evidence from Turkey. *Energy Policy journal*. 2016. № 96. Pp. 151–259.
23. Праховник А.В., Находов В.Ф., Замулко А.І. Актуальні питання управління попитом на електричну енергію та потужність. *Проблеми розвитку енергетики. Погляд громадськості*. 2010. № 7. С. 191–193.
24. Праховник А.В., Находов В.Ф. Проблеми, методи та засоби управління використанням електричної енергії. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 1997. № 1. С. 41–48.
25. Патон Б., Халатов А. Помогут ли газовые турбины преодолеть проблемы энергосистемы Украины? *Экологические системы*. 2009. URL: [http://www.journal.esco.co.ua/2009\\_2/art025.htm](http://www.journal.esco.co.ua/2009_2/art025.htm).
26. Алферова Т.В., Бахмутская В.В., Гуз А.Ю. Разработка программы по расчету условий оптимального горизонтального маневрирования электрической нагрузкой с целью снижения пиковой мощности в среде DELPHI. *Электротехника и энергетика вестник вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого*. 2013. № 3. С. 101–109.
27. Аль Шарари М., Находов В.Ф., Исаенко Ю.Н. Энергетика Иордании: современное состояние и перспективы развития. *Энергетика: економіка, технології, екологія*. 2014. № 4. С. 83–91.
28. Головкин П.И. Энергосистема и потребители электроэнергии. Москва: Энергоатомиздат, 1984. 360 с.
29. Шевченко В.В., Строкоус А.В. Режимы эксплуатации турбогенераторов с учетом требований устойчивости работы энергосистемы. *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит: Energy saving. Power engineering. Energy audit*. 2016. № 1. С. 33–42.
30. Гордеев В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 186 с.

31. Аль Шарари М. Влияние спроса потребителей на неравномерность электрической нагрузки энергосистемы. XIV Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених і спеціалістів *Електромеханіка та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації*. Кременчук, 14–15 квітня 2016. С. 133–135.
32. Недин И.В. Организация управления электроэнергетикой – фактор обеспечения энергетической безопасности государства. *Экономические проблемы обеспечения безопасности*. 1997. С. 5–12.
33. Отраслевой обзор «Электроэнергетика Украины» 2010–2015 г. *INFOnline*. URL: <https://studydoc.ru/doc/2678712/-e-lektroe-nergetika-ukrainy-2010>.
34. Симоненко О.В., Дупак О.С., Білодід В.Д., Дубовська С.В., Базєв Є.Т. Стан електроенергетики України. *Енергетика и электрификация*. 1998. № 6. С. 1–12.
35. Голуб Р., Светелик А., Торнбер Х. Развитие электроэнергетического рынка Украины. Семинар *Общество «Знание» Украины*. Киев, 1996. С. 4–12.
36. Праховник А.В. Управление электропотреблением в новых условиях хозяйствования. *Электрические нагрузки и электропотребление в новых условиях хозяйствования*. 1989, С. 17–21.
37. Находов В.Ф., Замулко А.И. Экономические методы оперативного управления электрическими нагрузками. *Вісник УБЕНТЗ*. 1998. № 6. С. 112–114.
38. Розен В.П., Закладный А.Н. Алгоритм и многокритериальная модель управления режимом электропотребления промышленного предприятия в условиях ограничений энергосистемы. *Енергетика та електрифікація*. 2009. № 2. С. 41–44.
39. Праховник А.В., Находов В.Ф., Замулко А.И. Экономические предпосылки повышения экологической безопасности объектов энергетики. *Методические вопросы исследования больших систем энергетики*. 1995. № 47. С. 172–177.



40. Новосельцев О.В., Євтухова Т.О. Механізм економічного стимулювання енергозбереження на підприємствах комунальної власності. *Проблеми загальної енергетики*. 2003. № 8. С. 40–47.

41. European SmartGrids Technology Platform / European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006, 44 p.

42. Ichikawa T., Rehtanz Ch. Recent Trends in Distributed Generation – Technology, Grid Integration, System Operation. 14th *Power Systems Computation Conference*. Sevilla, 2002.

43. Handschin E., Becker R., Uphaus F. Internet control for decentralized energy conversion systems. 2nd International Symposium on *Distributed Generation*. Stockholm, 2002.

44. Праховник А.В., Попов В.А., Ткаченко В.В., Farret F.A., Canha L., Freitas S. Распределенная генерация: состояние и перспективы. *Новини енергетики*. 2003. № 3-1. С. 54–58.

45. Праховник А.В., Находов В.Ф., Замулко А.І. Маневрене електричне навантаження споживачів як засіб «компенсації» зростання нерегульованих генеруючих потужностей атомних енергоблоків. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2006. № 2. С. 10–16.

46. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. Москва: Энергоатомиздат, 1986. 216 с.

47. Ханаев В. Роль управление спросом на электроэнергию в перспективном покрытии электрической нагрузки. *ЭнергоРынок*. 2009. № 2. С. 39–42.

48. Аюев Б. Управление электропотреблением: административные и экономические методы. *ЭнергоРынок*. 2007. № 4. URL: <http://www.e-m.ru/er/2007-04/23183/>.

49. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е., Кожевников М.В. Управление спросом на энергию в регионе. *Экономика региона*. 2013. № 2. С. 71–84.

50. Гительман Л.Д., Бокарев Б.А., Гаврилова Т.Б., Кожевников М.В. Антикризисные решения для региональной энергетики. *Экономика региона*. 2015. № 3. С. 173–188.

51. Баев И.А., Соловьева И.А., Дзюба А.П. Актуальные задачи внедрения системы управления спросом на электропотребление в России. *Вестник науки Сибири*. 2015. № 4 (19). С. 116–129.

52. Маляренко В.А., Колотило И.Д., Щербак И.Е. Потребители-регуляторы как эффективное направление регулирования графика нагрузки электрических сетей. *Интегрированные технологии и энергосбережения*. 2014. № 1. С. 3–13.

53. Новосельцев О.В., Євтухова Т.О. Концептуальні засади, метод і модель системного регулювання цін і тарифів на енергоємні ресурси, продукти та послуги. *Проблеми загальної енергетики*. 2007. № 16. С. 21–27.

54. Попков Б.В. Управление электропотреблением – фактор повышения эффективности энергосистемы. Нижний Новгород: НГТУ, 1995. 36 с.

55. Полтавский Г.Я., Качев А.С., Кропотов А.В. Экономический аспект регулирования электропотребления. *Энергетика*. 1996. № 4. 10 с.

56. Забелло Е., Сульжиц А., Сульжиц А. Косвенные методы управления электрической нагрузки в Белорусской энергосистеме, совершенствование «тарифного меню» и перспективы выравнивания графика нагрузки энергосистемы. *Энергетика и ТЭК*. 2009. № 4. С. 16–18.

57. Steen D., Tuan L., Bertling L. Price-based demand-side management for reducing peak demand in electrical distribution systems – with examples from Gothenburg. *Conference Paper*. 2012. URL: [http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/163330/local\\_163330.pdf](http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/163330/local_163330.pdf).

58. Demand-side management in China: Benefits, Barriers, and Policy Recommendations. *Natural Resources Defense Council*. 2003. URL: <http://www.understandchinaenergy.org/demand-side-management-in-china-benefits-barriers-and-policy-recommendations/>.

59. Thakur J., Chakraborty B. Demand side management in developing nations: A mitigating tool for energy imbalance and peak load management. *Energy*. 2016. № 114. Pp. 895–912.

60. Dionysios P.X., Izzati M., Mitra M. Demand-side management and optimal operation of industrial electricity consumers: An example of an energy-intensive chemical plant. *Applied Energy*. 2016. № 182. Pp. 418–433.

61. Duy L.H., Ploix S., Zamai E., Jacomino M. Realtimes dynamic optimization for demand-side load management. *International journal of management science and engineering management*. 2008. № 4. Pp. 243–252.

62. Арвеладзе Р.Д., Оганезов В.Л. Тарифы на электроэнергию в энергокомпании Hydro Quebec. *Энергетик*. 1998. № 3. С. 17–19.

63. Мастепанов А.М., Гринкевич Р.Н., Гостилов Э.И. Управление электроснабжением и принципы формирования тарифов на электроэнергию в странах с рыночной экономикой. Москва: Всесоюзный центр «Энергокомплекс», 1991. 70 с.

64. Чекаленко М.И. Тарифы на электрическую энергию во Франции. *Энергетика и электрификация*. 1996. № 3. С. 34–39.

65. Prix de l'electricite. La France toujours bien placee. *Rev. Elec. et electron*. 1995. № 3. 81 p. (Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1996. № 5).

66. The results are in ... . *Elec.World*. 1995. 209, <sup>1</sup> 9. Pp. 28–29. (Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1996. № 5).

67. UK power price dropp. *Elec.World*. 1998. 212, № 4. Pp. 5–6. (Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1998. № 8).

68. Aigner D.J., Newman J., Tishler A The response of small and medium size business costomers to time-of-use (TOU) electricity rates in Israel. *J.Appl. Econ*. 1994. 9, <sup>1</sup> 3. Pp. 283–304.

69. Sheen J.-N., Chen C.-S., Wang T.-V. Response of large industrial customers to electricity pricing by voluntary time-of-use in Taiwan. *IEEE Proc. Generat., Transmiss. And Distrib*. 1995. 142, <sup>1</sup> 2. Pp. 157–166. (Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1996. № 3).

70. Tariff structur and Rate making / Dising and Inplementation IEE Energy Group and C.H. Guernsey and Company Oklahoma City, OK. Kiev, March 2-6, 1998.
71. Das neue Tarifsystm der steirischen E-Werke. *OZE*. 1993. 46, 1. Pp. A12–A17. (Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1993. № 7).
72. Hornig A., Joks M., Maier K.H. Strompreissenkungspotential ab 1996 bie acht westdeuchen EVU duch Anderung der Steinkohlesubventionierung. *Vik-Mitt*. 1995. 45, <sup>1</sup> 4. Pp. 88–91. (Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1996. № 5).
73. Supply and demand of electric power and the NLL. Draft. for public comment. *Nist Spec. Publ.* US Dep. Commer. Nat. Bur. Stand. 1994. <sup>1</sup>868. Pp. 25–53. (Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1996. № 8).
74. Urbanek A.M. Zeitvariablem Stromtarif in Saarbucken ein Kraffwerk Sparen. *Sonnenenerg. und wärmepumpe*. 1991. 16, <sup>1</sup>5. Pp. 30–32. (Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1994. № 1).
75. Семенов В.А. О ценах на электрическую энергию в промышленно развитых странах. *Промышленная энергетика*. 1997. С. 47.
76. Kallio Antti Research on real – time pricing of electricity. DSM Europe 94: Int. Conf. «*Energy Distrib. And Demand: Elec., Gas, District, Heat*». Paris, Sept. 27-29 1994. Book 1, Vol. 1–3. Pp. 365–377. (Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1996. № 9).
77. Schiess K. The Effect of Real Time Pricing (RTP) on Thermal Energy Storage (TES) System. *Strategic Planning for Energy and the Environment*. 1997. Vol. 16, № 3. Pp. 14–26.
78. Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors Richard D., Bohn Roger E The spot price of electricity. *Kluwer Academic Publishers Boston*. London, 1989. 355 p.
79. Гительман Л.Д., Ратников Б.Е., Кожевников М.В. Управление спросом на энергию: адаптация зарубежного опыта в России. *Эффективное антикризисное управление*. 2013. № 1 (76). С. 84–89.
80. Дерзкий В.Г. Стимулирование с помощью зонных тарифов потребителей электрической энергии к выравниванию суточных графиков нагрузки энергосистемы. *Энергетика и электрификация*. 1994. № 4. С. 31–34.

81. Дорофеев В.В., Барановский А.И., Бойко Н.Д., Эдельман В.И. Ценообразование в электроэнергетике. Основные принципы и решения. *Экономика топливно-энергетического комплекса России*. 1992. № 5. С. 1–6.

82. Огороков В.Р., Косматов А.Э. Повышение эффективности энергетического производства посредством совершенствования системы платежей. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2000. № 2. С. 52–55.

83. Поддубных Л.Ф. Модель определения скидок и надбавок к тарифу на компенсацию РМ и качество электрической энергии. *Електричество*. 1994. № 6. С. 28–30.

84. Розанов М.И. Контактная система «Тариф – Экономичность, Надежность» для электроэнергетических систем. *Енергетика*. 1992. № 3. С. 42–45.

85. Антонов Н.В. Управление электропотреблением в бытовом секторе. *Енергосбережение*. 2011. № 7. URL: [https://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=5074#noteAnchor0](https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5074#noteAnchor0).

86. Находов В.Ф., Замулко А.И., Федоренко Л.Н. Тарифы на электрическую энергию как средство управления энергоснабжением-энергопотреблением в рыночных условиях. *Енергетика и електрифікація*. 1998. № 2–3. С. 46–48.

87. Находов В.Ф., Замулко А.И. Определение скидки к оптовым рыночным тарифам на электрическую энергию за участие потребителей в снижении дефицита мощности энергосистемы. *Експрес-новини: наука, техніка, виробництво*. Киев, 1997. 14 с.

88. Праховник А.В., Находов В.Ф. Создание многофункциональной системы розничных тарифов на электрическую энергию. *Енергетика и електрифікація*. 1996. № 1. С. 40–42.

89. Синьчугов Ф.И., Макаров С.Ф. Учет фактора надежности электроснабжения потребителей при формировании тарифа на электрическую энергию. *Електрические станции*. 1991. № 1. С. 4–10.

90. Тубинис В.В. Управление электропотреблением за рубежом. *Энергонадзор и энергобезопасность*. 2006. № 3. URL: <http://www.energsovet.ru/stat696.html>.

91. Гусева Н.В., Шевченко Н.Ю. Зарубежный опыт применения и реализации дифференцированных тарифов. *Экономика – экономика отраслей хозяйства*. 2013. URL: <http://www.sworld.com.ua/konfer33/936.pdf>.

92. Гусева Н.В., Шевченко Н.Ю., Сошинов А.Г., Лебедева Ю.В. Совершенствование системы тарифообразования на электрическую энергию. *Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского*. 2010. № 5. С. 277–280.

93. Захман Г., Заборовский А. Перспективы применения дифференцированных по времени тарифы на электроэнергию в Беларуси. *Аналитическая записка*. 2008. URL: <http://www.research.by/publications/pp/0804/>.

94. Pallonetto F., Oxizidis S., Finn D. The effect of time-of-use tariffs on the demand response flexibility of an all-electric smart-grid-ready dwelling. *Energy and Buildings*. 2016. № 128. Pp. 56–67.

95. Wang Y., Lin L. Time-of-use electricity pricing for industrial customers: A survey of U.S. utilities. *Applied Energy*. 2015. № 149. Pp. 89–103.

96. Ran L., Wang Z., Chenghong G., Furong L. A novel time-of-use tariff design based on Gaussian Mixture Model. *Applied Energy*. 2016. № 162. Pp. 1530–1536.

97. Jacopo T. Price-based demand side management: Assessing the impacts of time- of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy. *Energy*. 2012. № 44. Pp. 57–583.

98. Праховник А.В., Замулко А.И., Находов В.Ф., Попов В.А. Анализ мировой тарифной политики в области электроэнергетики. Обоснование и формирование концепции ценообразования на электрическую энергию в Украине. Киев: Нац. техн. ун-т Украины «Киев. политехн. ин-т», 2000. 141 с. (Рус.-Рукопись деп. в ГНТБ Украины 11.12.2000 № 215-Ук2000).

99. Замулко А.И. Анализ существующих систем тарифов на электрическую энергию. Київ: Нац.техн.ун-т України «КПІ», 1999. 85 с. (Рус.- Рукопис деп. в ДНТБ України 26.07.99 № 213-Ук99).

100. Дерзкий В.Г., Денисевич К.Б. Совершенствование действующей системы тарифов на электрическую энергию в условиях перехода к рыночным отношениям, корпоратизация и акционирование отрасли. *Энергетика и электрификация*. 1994. № 3. С. 29–34.

101. Праховник А.В. Функционально-ориентированная оптимизация режимов электропотребления. *Энергетика и электрификация*. 1980. № 3. С. 12–14.

102. Праховник А.В., Екель П.Я., Бондаренко А.Ф. Моделі та методи оптимізації і керування режимами систем електропостачання. Київ: ІСДО, 1994. 104 с.

103. Праховник А.В., Калинин В.П., Экель П.Я. К управлению электропотреблением в условиях дефицита энергоресурсов. *Изв. Вузов СССР Энергетика*, 1986. № 10. С. 12–15.

104. Праховник А.В., Скляр В.Ф. Управление электропотреблением. Микропроцессорные системы управления электроэнергетическими объектами. Всесоюзная научно-техническая конференция *Проблемы комплексной автоматизации электроэнергетических систем на основе микропроцессорной техники*. Киев, 1990. Том 1. С. 162–167.

105. Арвеладзе Р.Д., Оганезов В.Л. Перспективы применения дифференцированных тарифов в электроэнергетики Грузии. *Электрические станции*. 1997. № 1. С. 67–71.

106. Барыкин Е.Е., Воропаева Ю.А., Косматов Э.М., Ногин В.Д. Принятие решений о величине среднего тарифа на электрическую энергию в условиях неоднозначности исходной информации. *Электрические станции*. 1994. № 12. С. 2–7.

107. Волконский В.А., Кузовкин А.И. Оптимальные тарифы на электроэнергию – инструмент энергосбережения. Москва: Энергоатомиздат, 1991. 160 с.

108. Денисов В.И. Двухставочные тарифы для поставщиков и потребителей Федерального оптового рынка электрической энергии и мощности. *Энергетик*. 1998. № 1. С. 5–6.

109. Денисов В.И. Задачи совершенствования тарифов при переходе к рыночным отношениям. *Электрические станции*. 1996. № 6. С. 2–8.

110. Денисов В.И. Итоги пересмотра тарифов на электрическую и тепловую энергию. *Электрические станции*. 1989. № 9. С. 4–10.

111. Денисов В.И., Александров А.П. Новая форма двухставочных тарифов на электрическую энергию. *Электрические станции*. 1992. № 8. С. 2–7.

112. Денисов В.И., Ерохина Г.М., Исаева В.И. Основные направления совершенствования действующей системы тарифов на электрическую и тепловую энергию. *Электрические станции*. 1993. № 3. С. 10–14.

113. Денисов В.И., Полякова Е.А. Обоснование уровня межсистемных тарифов и порядка расчетов за перетоки энергии в условиях рыночной экономики. *Электрические станции*. 1990. № 9. С. 2–6.

114. Денисов В.И., Яркин Е.В. Методы формирования двухставочных тарифов для субъектов оптового рынка. *Электрические станции*. 1997. № 1. С. 2–6.

115. Волкова И.О., Колибаба В.И. Дифференцирование транспортной составляющей тарифа на электроэнергию с учетом уровня надежности электрических сетей и надежности электроснабжения потребителей. Иваново: Иван.гос.энер.ун-т, 1996. 9 с. (Рус.-Деп. в ВИНТИ 11.11.96 № 3285-B96 / Аннот. в РЖ *Энергетика*. 1997. № 6).

116. Дубовик Л.А., Судиловский В.К. О дифференциации тарифов на тепловую и электрическую энергию. *Известия вузов «Энергетика»*. 1994. № 7–8. С. 115–118.



117. Железко Ю.С., Живов С.А. Применение скидок и надбавок к тарифам за качество электрической энергии. *Промышленная энергетика*. 1990. № 11. С. 9–11.

118. Кузовкин А.И. Методика расчета ступенчатых тарифов на электрическую энергию для населения. *Экономика и финансы электроэнергетики*. 1996. № 8. С. 40–42.

119. Кушнарев Ф.А., Подгорный Д.Э., Дьяков Ф.А. Социально ориентированные тарифы на электроэнергию для населения. *Энергетик*. 1998. № 1. С. 7–9.

120. Михайлов В.В., Копытов Ю.В. Совершенствование тарифов на электрическую энергию. *Промышленная энергетика*. 1987. № 4. С. 2–3.

121. Михайлов В.В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. Москва: Энергоатомиздат, 1982. 152 с.

122. Никитушкин С.П. К вопросу о расчете дифференцированных по зонам времени тарифов на электрическую энергию. *Промышленная энергетика*. 1998. № 8. С. 8–11.

123. Орлов В.С., Папков Б.В. Анализ электропотребления и тарифов для бытовых потребителей. *Промышленная энергетика*. 1997. № 6. С. 8–10.

124. Яркин Е.В., Денисов В.И., Елисеев А.В., Зайцев О.В., Соловьев А.М. Влияние дифференцированных по зонам времени тарифов на эффективность производства и потребления электрической энергии. *Промышленная энергетика*. 1987. № 4. С. 3–6.

125. Яркин Е.В., Вершинин Л.А., Груздова Н.М. Реформы цен и тарифов в энергетике. *Электрические станции*. 1989. № 9. С. 10–14.

126. Дикмаров С.В. Способы покрытия пиковых нагрузок. Режим и экономика. Львів: Вища школа, 1979. 156 с.

127. Дерзкий В.Г., Каплин Н.И. Модель и методы многоцелевой комплексной оптимизации режимов энергосистем. *Энергетика и электрификация*. 1991. № 4. С. 44–47.

128. Дерзкий В.Г., Мозенков О.В. Формирование дифференцированных по зонам суток покупных цен на электрическую энергию. *Энергетика и электрификация*. 1996. № 6. С. 25–27.

129. Дерзкий В.Г., Рачин Н.Э. Формирование тарифов на электрическую энергию, дифференцированных по классам напряжения и группам потребителей. *Энергетика и электрификация*. 1996. № 2. С. 32–36.

130. Дерзкий В.Г., Трафимов В.В. Планирование дифференцированного по зонам суток тарифов на электрическую энергию в объединенной энергосистеме. *Энергетика и электрификация*. 1994. № 1. С. 36–39.

131. Дерзкий В.Г., Юхименко М.А. Формирование покупных цен на электрическую энергию для энергоснабжающих компаний и крупных потребителей. *Энергетика и электрификация*. 1996. № 4. С. 41–43.

132. Дерзкий В.Г. Формирование цен и тарифов на электроэнергию в условиях энергорынка. Київ: Общество «Знание» Украины, 1996. 72 с.

133. Находов В.Ф., Замулко А.І. Методика встановлення ступінчастих тарифів на електричну енергію, диференційованих за обсягом електроспоживання. Київ: Нац.техн.ун-т України «КПІ», 1998. (Рукопис деп. в ДНТБ України 09.03.98 № 122-Ук-98).

134. Находов В.Ф., Минкин А.Ю. Методика установления одноставочных тарифов на электрическую энергию, дифференцированных по периодам времени. Киев: Киев.полит.ин-т, 1994. 33 с. (Укр.-Деп. в ГНТБ Украины 18.04.94 № 724-Ук94 // Аннот. в РЖ «Энергетика». 1994. № 10).

135. Находов В.Ф., Праховник А.В., Замулко А.И. Методика установления экологической составляющей к тарифам на электрическую энергию. Киев: Нац.техн.ун-т Украины «КПИ», 1995. 31 с. (Рус.-Деп.в ГНТБ Украины 04.09.95 № 2054-Ук95 // Аннот.в РЖ «Энергетика». 1996. № 2).

136. Находов В.Ф. Принципы формирования дифференцированных тарифов. О перспективах тарифных исследований для энергетики Украины. Семинар *Маркетинг в энергетике и его обеспечение*. Киев, 1993. С. 12–13.

137. Находов В.Ф., Замулко А.И. Дифференцирование тарифов на электроэнергию по уровням питающего напряжения потребителей. *Промышленная энергетика*. 1998. № 9. С. 39–43.

138. Находов В.Ф., Замулко А.И. Стимулирование участия потребителей в повышении надежности электроснабжения посредством системы тарифов на электрическую энергию. Семинар *Инвестиционные ресурсы для стабилизации функционирования систем энергетики*. Киев, 1996. Т. 2. С. 23–25.

139. Находов В.Ф., Замулко А.И. Формирование тарифных групп потребителей как способ сокращения неплатежей за использованную энергию. Семинар *Организация обслуживания долгов в энергетике как фактор стабилизации ее функций*. Киев, 22–25 октября 1996. С. 36–39.

140. Находов В.Ф., Замулко А.И. Функциональные зависимости платы потребителей за неравномерность спроса на электрическую мощность. *Вісник УБЕНТЗ*. 1999. № 1. С. 49–52.

141. Находов В.Ф., Замулко А.І. Визначення впливу споживачів на нерівномірність електричного навантаження енергетичної системи. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 1998. № 3. С. 19–21.

142. Находов В.Ф., Замулко А.І. Методика встановлення ступінчастих тарифів на електричну потужність, диференційованих за групами споживачів та періодами часу. Київ: НТУУ «КПІ», 1997. (Рукопис деп. в ДНТБ України 24.11.97 № 576-Ук-97).

143. Находов В.Ф., Замулко А.І. Система оптових та роздрібних тарифів на електричну енергію, диференційованих за періодами часу. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 1998. № 1. С. 22–26.

144. Находов В.Ф., Фан Тхи Тхань Бинь. Установление тарифных периодов для экономического управления потреблением электрической мощности. Семинар *Концептуальные и методические вопросы формирования и реализации программ стабилизации энергетической отрасли*. Киев, 1995. С. 43–45.

145. Находов В.Ф, Замулко А.И. Определение скидки к оптовым рыночным тарифам на электрическую энергию за участие потребителей в снижении дефицита мощности энергосистемы. Киев: Нац.техн.ун-т. Украины «Киев.полит.ин-т.», 1997. 14 с. (Рус.-Деп. в УкрИНТЭИ 07.02.97 № 164-Уі97.// Реферат в журн. «Експрес новини: наука, техніка, виробництво». 1997. № 9–10).

146. Удовенко В.А. Переход на одноставочные тарифы, дифференцированные по зонам времени. Энергетика и электрификация. 1998. № 4. С. 42–44.

147. Бойко Н.Д. Структура тарифов на электрическую энергию и методы их регулирования в РАО «ЕЭС России». *Электрические станции*. 1993. № 7. С. 7–13.

148. Денисов В.И. Задачи совершенствования тарифов при переходе к рыночным отношениям. *Электрические станции*. 1996. № 6. С. 2–8.

149. Кракаускас М. Реорганизация управления электроэнергетическими системами Литвы при реализации принципов децентрализации, демократизации и приватизации. Ценообразование в энергосистемах. *Energetika*. 1997. № 3. С. 79–89.

150. Суднов В.В. О целесообразности введения дифференцированных тарифов для базовых потребителей энергосистемы. *Промышленная энергетика*. 1997. С. 6–7.

151. Кушнарев Ф.А., Хлебников И.К. Учет надежности энергосистемы при формировании тарифов на электроэнергию. *Известия вузов «Электромеханика»*. 1993. № 6. С. 30–32.

152. Саванович А.А. Экономическая ситуация и развитие энергетики в республике Беларусь. *Промышленная энергетика*. 1998. № 5. С. 6–10.

153. Яркин Е.В., Лиакулович Е.А., Новикова И.В., Образцов С.В., Вершинин Л.А. Тарифы на электрическую энергию и теплоснабжение сельских потребителей. *Электрические станции*. 1990. № 6. С. 2–6.

154. Папков Б.В., Татаров Е.И. Проблемы перехода региональной электроэнергетики на дифференцированные тарифы. *Вісник УБЕНТЗ*. 1998. № 6. С. 108–111.

155. Кузнецов А.В., Магазилина Л.Т., Клементьев В.Р. К вопросу о новой форме оплаты за реактивную мощность и энергию. *Промышленная энергетика*. 1996. № 4. С. 3–6.

156. Поддубный Л.Ф. Устойчивость компромиссной модели скидок и надбавок за качество электрической энергии. *Известия РАН Энергетика*. 1997. № 2. С. 99–105.

157. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Исаенко Ю.Н. Определение первоочередных направлений совершенствования дифференцированных тарифов на электрическую энергию. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2015. № 1 (78). С. 24–32.

158. Айвазян С.А., Енюков И.И., Мешалкин Л.Д. Прикладная статистика: Исследование зависимостей. Москва: Финансы и статистика, 1985. 487 с.

159. Гайдадин А.Н., Ефремова С.А., Бакумова Н.Н. Применение корреляционного анализа в технологических расчетах. РИО РПК «Политехник», 2008. 16 с.

160. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Мединцева Д.А. Оценка влияния изменения спроса потребителей на электрическую мощность на неравномерность суточных графиков нагрузки энергосистемы. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 2016. № 1. С. 31–38.

161. Национальная комиссия регулирования электроэнергии Украины. URL: <http://www.nerc.gov.ua>.

162. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Мединцева Д.А. Анализ установленных зон суток существующих дифференцированных тарифов на электроэнергию. III міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку REMS 2016*. Київ, 30 травня–1 червня 2016. С. 84–85.

163. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Мединцева Д.А. Анализ длительности и границ существующих тарифных зон суток. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2016. № 2 С. 88–97.

164. Савицкий С.М. Выравнивание графика электропотребления в энергосистеме путем использования теплоаккумуляторов. *Вісник Національного Технічного Університету «ХПІ»*. 2016. № 15. С. 34–37.

165. Северин В.П., Никулина Е.Н., Лютенко Д.А., Бобух Е.Ю. Проблема маневренности энергоблока АЭС и развитие моделей его систем управления. *Вісник Національного Технічного Університету «ХПІ»*. 2014. № 61. С. 24–29.

166. Калінчик В.П., Скачок О.В. Оцінка та аналіз методів вирівнювання графіків навантаження виробничих систем. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2013. № 3. С. 57–62.

167. Маляренко В.А., Щербак И.Е., Колотило И.Д. Электрическая энергия как источник диверсификации топлива в системах горячего водоснабжения ЖКХ. *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*. 2013. С. 19–23.

168. Поспелов А.А., Ледуховский Г.В., Борисов А.А. Об учете влияния неравномерности суточных графиков электрической нагрузки при расчете номинальных удельных расходов топлива по энергоблокам. *Вестник ИГЭУ*. 2008. № 4. С. 1–4.

169. Черниш Ю.В. Мировой опыт реформирования электроэнергетики. *Управление экономическими системами*. 2013. № 11 (59). С. 61–73.

170. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф. Электрическая часть станций и подстанций. Москва: Энергоатомиздат, 1990. 576 с.

171. Дрьомин В.П., Костенко Г.П., Згуровец О.В. Аналіз витрат палива блоками ТЕС і можливостей їх економії при регулюванні електроспоживання. *Проблеми загальної енергетики*. 2008. № 17. С. 73–77.

172. Лазуренко А.П., Черкашина Г.И. Определение потенциального экономического эффекта от выравнивания графиков электрической нагрузки ОЭС Украины. *Світлотехніка та Електроенергетика*. 2009. № 1 (17). С. 4–12.

173. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Мединцева Д.А. Дополнительные затраты энергосистемы на покрытие неравномерных графиков электрической нагрузки. VIII міжнародна науково-технічна конференція молодих

дослідників, аспірантів та студентів *Енергетика. Екологія. Людина*. Київ, 1–3 червня 2016. С. 265–269.

174. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М., Чекамова В.В. Оценка потенциала снижения затрат энергосистемы в результате выравнивания суточных графиков ее электрической нагрузки. *Вісник Національного Технічного Університету «ХПІ»*. 2016. № 4 (1176). С. 21–31.

175. Міністерство енергетики та вігильної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/>.

176. Воронов И.В., Политов Е.А. Повышение эффективности эксплуатации систем электроснабжения предприятий путем комплексного использования smart grid и нейронных сетей. *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. 2012. № 2. С. 63–66.

177. Тюхматьев В.М. Системный анализ, управление и обработка информации (по отраслям): дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Саратов, 2005. 116 с.

178. Находов В.Ф., Замулко А.И., Аль Шарари М. Свідोцтво про реєстрацію авторського права на науковий твір «Механизм целевого управления режимами потребления электрической мощности в ОЭС Украины. № 68051; заявл. 04.08.2016; зареєстр. 29.09.2016.

179. Банди Б. Методы оптимизации. Вводный курс. Москва: Радио и связь, 1988. 128 с.

180. Захарова Е.М., Минашина И.К. Обзор методов многомерной оптимизации. *Математические модели, вычислительные методы*. 2014. № 3. С. 256–27.

181. Находов В.Ф. Энергосбережение и проблема контроля эффективности энергоиспользования. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2007. № 1. С. 34–42.

182. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Проблема контролю ефективності енерговикористання – основа практичного вирішення задач енергозбереження.

Міжнародна конференція *Енергозбереження, екологія, ефективність: шляхи зниження енергозалежності України*. Київ, 14 травня 2008. С. 55–57.

183. Праховник А.В., Находов В.Ф., Бориченко О.В. Контроль ефективності енерговикористання – ключова проблема управління енергозбереженням. *Енергосбережение, энергетика, энергоаудит*. 2009. № 8 (66). С. 41–54.

184. Праховник А.В., Находов В.Ф., Бориченко О.В. Контроль ефективності енерговикористання – ключова проблема управління енергозбереженням. IV міжнародна науково-практична конференція *Енергетична безпека та енергозбереження на транспорті: технології та інвестиції*. Одеса, 10–12 червня 2009. С. 86–103.

185. Гулбрандсен Т.Х., Падалко Л.П., Червинский В.Л. Энергоэффективность и энергетический менеджмент. Минск: БГАТУ, 2010. 240 с.

186. Методика аналізу та розрахунку питомих витрат енергоресурсів під час проведення експертизи з енергозбереження та інспектування споживачів енергоресурсів: Державний Комітет України з Енергозбереження наказ 05.12.2002 N 132 Про затвердження Методики аналізу.

187. Авилов-Карнаухов Б.Н. Метод нормирования и расчета электроэнергии для предприятий, выпускающих разнородную продукцию. VII международная конференция *по промышленной энергетике*. Київ, 1972. С. 9–13.

188. Вейц В.И. Экономия электрической энергии в промышленности. Москва, Ленинград: Госэнергоиздат, 1947. 208 с.

189. Волобринский С.Д. Электрические нагрузки и балансы промышленных предприятий. Москва, Ленинград: Энергия, 1976. 154 с.

190. Порядок нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві: Кабінет Міністрів України постанова від 15 липня 1997 р. N 786.

191. ДСТУ 2804–94 Енергобаланс промислового підприємства. Загальні положення. Терміни та визначення. Київ: Держстандарт України, 1995. 33 с.

192. Праховник А.В., Соловей А.И., Прокопенко В.В. и др. Энергетический менеджмент. Київ: НТУУ «КПИ», 2001. 472 с.



193. Дрешпак Н.С. Вимірювання та контроль ефективності споживання електроенергії виробничими підрозділами підприємства. *Гірничая електромеханіка та автоматика*. 2012. С. 139-143.

194. Змиева К.А. Повышение эффективности управления процессом механообработки на основе автоматизированной системы энергосбережения. *Безопасность жизнедеятельности*. 2009. № 10. С. 6–8.

195. Про енергозбереження: Закон України від 01.07.1994 р. № 74/94-ВР. URL: <http://zakon.rada.gov.ua/cgi-bin/laws/main.cgi?nreg=74%2F94-%E2%F0>.

196. Гофман И.В. Нормирование потребления энергии и энергетические балансы промышленных предприятий. Москва, Ленинград: Энергия, 1966. 319 с.

197. Разработка инновационной комплексной системы управления энергосбережением, снижением энергоемкости выпускаемой продукции и экологизацией производства, система энергоменеджмента. *Энергетика. Энергоэффективность. Известные энергетики*. URL: [www.feeder.ru](http://www.feeder.ru).

198. Kara S., Bogdanski G., Li W. Electricity Metering and Monitoring in Manufacturing Systems. The 18th CIRP International Conference on Life Cycle Engineering *Glocalized Solutions for Sustainability in Manufacturing*. Braunschweig, Germany, 2011. № 4. Pp. 1–10.

199. Vijayaraghavan A., Dornfeld D. Automated energy monitoring of machine tools. *CIRP Annals – Manufacturing Technology*. 2010. № 59. Pp. 21–24.

200. Тайц А.А. Методика нормирования удельных расходов электроэнергии. Москва: Госэнергоиздат, 1946. 150 с.

201. ДСТУ 4714:2007 Енергозбереження. Паливно-енергетичні баланси промислових підприємств. Методика побудови та аналізу. Київ: Держстандарт України, 2007. 25 с.

202. Долотовский И.В., Ларин Е.А., Долотовская Н.В. Концепция системного анализа и многокритериальной оценки эффективности энергетического комплекса предприятий добычи и переработки углеводородного сырья. *Вестник Саратовского государственного технического университета*. 2011. № 3 (54), том 1. С. 187–192.

203. ДСТУ 3176-95 (ГОСТ 30341-96) Енергозбереження. Методи визначення балансів енергоспоживання гірничими підприємствами. Київ: Держстандарт України, 1997. 19 с.

204. Основні положення з нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів у суспільному виробництві: Наказ Державного комітету України з енергозбереження від 22 жовтня 2002 р. N 112.

205. Методологічні положення з організації державних статистичних спостережень щодо використання палива та енергії: Наказ Державного комітету статистики України від 3 жовтня 2011 р. N 250.

206. International Performance Measurement and Verification Protocol. Prepared by Efficiency Valuation Organization EVO. 2007. 21 p.

207. Utlu Z., Sogut Z., Hepbasli A., Oktay Z. Energy and exergy analyses of a raw mill in a cement production. *Applied Thermal Engineering*. 2006. № 26. Pp. 2479–2489.

208. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Ймовірісно-статистичний підхід до побудови енергобалансів виробничо-господарських об'єктів. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2007. № 6. С. 45–54.

209. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Побудова оптимальних розрахункових моделей електробалансів виробничо-господарських об'єктів. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2010. № 6. С. 47–51.

210. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Побудова енергобалансів виробничо-господарських об'єктів ймовірісно-статистичним методом. III міжнародна науково-практична конференція *Енергоефективність великого промислового регіону*. Донецьк, 3–5 червня 2008. С. 150–155.

211. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Мусатова О.О. Побудова оптимальних розрахункових моделей електробалансів виробничо-господарських об'єктів. Науково-технічна конференція *Енергетика, гірництво: економіка, технології, екологія* присвячена вшануванню 90 років від дня народження В.М. Винославського. Київ, 14–15 січня 2010. URL: [uek.kpi.ua/BOOKS/conferece\\_energy.../Vinoslavskiy\\_conference.docx](http://uek.kpi.ua/BOOKS/conferece_energy.../Vinoslavskiy_conference.docx).

212. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Мусатова О.О. Побудова балансів споживання електроенергії виробничих об'єктів з використанням імовірно-статистичних методів. Науково-технічна конференція молодих дослідників, аспірантів та магістрантів *Енергетика: економіка, технології, екологія*. Київ, 20–21 травня 2010.

213. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Побудова енергобалансів виробничо-господарських об'єктів ймовірно-статистичним методом. III міжнародна науково-практична конференція *Енергоефективність великого промислового регіону*. Донецьк, 3–5 червня 2008. С. 150–155.

214. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Ймовірно-статистичний підхід до побудови енергобалансів виробничо-господарських об'єктів. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2007. № 6. С. 45–54.

215. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Мусатова О.О. Побудова балансів споживання електроенергії виробничих об'єктів з використанням імовірно-статистичних методів. Науково-технічна конференція молодих дослідників, аспірантів та магістрантів *Енергетика: економіка, технології, екологія*. Київ, 20–21 травня 2010.

216. Переверзев М.П., Шайденко Н.А., Басовский Л.Е. Менеджмент. Москва: ИНФРА-М, 2002. 288 с.

217. Поспелова Т.Г. Основы энергосбережения. Минск: УП «Технопринт», 2000. 353 с.

218. Pooley J. Quick Start Guide to Energy Monitoring & Targeting (M&T). *Effective Energy Management Guide*. 2005. URL: <http://www.oursouthwest.com/SusBus/susbus9/m&tguide.pdf>.

219. Computer Based Monitoring And Targeting On A Hot Rolling Mill. *Energy Efficiency Enquiries Bureau*, ETSU. Harwell, Oxfordshire, 1992. 26 p.

220. Waste avoidance methods. *Energy Efficiency Office*, Fuel Efficiency. 1995. Booklet 13. 18 p.

221. Monitoring and Targeting in large companies. *Energy Efficiency Enquiries Bureau*, ETSU. Harwell, Oxfordshire, 1998. 45 p.

222. Phil J. Getting started with Monitoring & Targeting (M&T). *Fundamental Series*. 2004. № 7. Pp. 29–32.

223. Материалы проекта «Усиление действий по подготовке энергоменеджеров в Украине» по программе TACIS № EUK 9701. Київ: НТУУ «КПІ», 1999. 156 с.

224. Основы целевого энергетического мониторинга. Москва: ЭНИЗАН, АСЭМ, 1997. 38 с.

225. Computer Based Monitoring And Targeting On A Hot Rolling Mill. *Energy Efficiency Enquiries Bureau*, ETSU. Harwell, Oxfordshire, 1992. 26 p.

226. Monitoring and targeting: Techniques to help organisations control and manage their energy use. *Carbon Trust*. 2008. No. CTG008. 33 p.

227. Phil J. Getting started with Monitoring & Targeting (M&T). *Fundamental Series*. 2004. № 7. Pp. 29–32.

228. Pooley J. Quick Start Guide to Energy Monitoring & Targeting (M&T). *Effective Energy Management Guide*. 2005. URL: <http://www.oursouthwest.com/SusBus/susbus9/m&tguide.pdf>.

229. Хайд Д., Лоскутов А.В. Целевой энергетический мониторинг в системе энергетического менеджмента. *Промышленная энергетика*. 1998. № 4. С. 2–4.

230. Лоскутов А.В., Бочаров Е.П. Целевой энергетический мониторинг как составная часть энергетического менеджмента. *Деловой визит*. 1998. № 7. С. 18–19.

231. Loskutov A. Monitoring and Targeting in Russian Industry. Seminar *Energy management: Low cost energy saving Techniques*. Sofia, Bulgaria, April 1997.

232. Askounis D., Psarras D. Information system for Monitoring and Targeting (M&T) of energy consumption in breweries. *Energy*. 1998. Vol. 23, № 5. Pp. 413–419.

233. Edomah N. Optimizing Energy Consumption in Industrial Plants through Effective Energy Monitoring & Targeting. *Engineering and Technology*. 2013. V. 3, № 7. Pp. 702–705.

234. Wilson T. Computer Aided Monitoring and Targeting. *British Foundry man*. 1992. Pp. 5–7.

235. Harris P. Energy monitoring and target setting using CUSUM. *Technology Publications*. 1989. 149. 13 p.

236. Hilliard A., Jamieson G.A. Monitoring & Targeting Energy in Practice: A Field Study. Toronto: University of Toronto, King's College Rd, 2014. 11 p.

237. Nakhodov V., Baskys A., Borichenko E., Ivanko D. Application of sequential analysis of Wald for energy efficiency monitoring. IEEE 4th Workshop on Advances Information, Electronic and Electrical Engineering AIEEE 2016. Vilnius, 2016. Pp. 1–6.

238. Праховник А.В., Трапп Г.Р. Контроль і нормалізація енергоспоживання. *Управління енерговикористанням*. 2001. С. 387–398.

239. Праховник А.В., Соловей А.И., Прокопенко В.В. и др. Энергетический менеджмент. Київ: НТУУ «КПИ», 2001. 472 с.

240. Seow Y., Rahimifard S. A framework for modelling energy consumption within manufacturing systems. *Manufacturing Science and Technology*. 2011. № 4. Pp. 258–264.

241. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Вибір методу математичного моделювання енергоспоживання в системах оперативного контролю енергоефективності. I Міжнародна науково-технічна конференція викладачів, аспірантів і студентів *Сучасні проблеми систем електропостачання промислових та побутових об'єктів*. Донецьк, 2013. С. 197.

242. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Удосконалення методологічних засад побудови систем оперативного контролю ефективності енерговикористання. IV Международная научно-практическая конференция *Энергозбережение на дорожном транспорте и промышленности*. Днепропетровск, 2013. С. 90.

243. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Вибір необхідного складу критеріїв адекватності математичних моделей енергоспоживання в системах оперативного контролю енергоефективності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2013. № 3. С. 68–77.

244. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Вибір найбільш прийнятної математичної моделі для встановлення стандартів енергоспоживання виробничих об'єктів. *Наукові вісті Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. 2014. № 1. С. 20–29.

245. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О., Єгорова І.О. Комплексний підхід до визначення складу чинників, що впливають на величину енергоспоживання при впровадженні систем оперативного контролю енергоефективності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2014. № 2. С. 68–77.

246. Находов В.Ф., Іванько Д.О., Богданова Ю.О. Визначення оптимальних умов для побудови систем оперативного контролю ефективності енергоспоживання. *Енергетика. Екологія. Людина*. 2013. С. 377–385.

247. Gotel D.G. The application of monitoring & targeting to energy management. London: HMSO. Monitoring and Targeting (M&T), 1989. 53 p.

248. Чуев Ю.В., Михайлов Ю.Б., Кузьмин В.И. Прогнозирование количественных характеристик процессов. Москва: Советское радио, 1975. 398 с.

249. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. Москва: Финансы и статистика, 1986. 366 с.

250. Вайну Я.Я.-Ф. Корреляция рядов динамики. Москва: Статистика, 1977. 119 с.

251. Ивченко Г.И., Медведев Ю.И. Математическая статистика. Москва: Высшая школа, 1984. 248 с.

252. Уилкс С. Математическая статистика. Москва: Наука, 1967. 632 с.

253. Себер Дж. Линейный регрессионный анализ. Москва: Мир, 1980. 456 с.

254. Айвазян С.А., Мхитарян В.С. Прикладная статистика. Основы эконометрики. Теория вероятностей и прикладная статистика. Москва: ЮНИТИ–ДАНА, 2001. 656 с.

255. Демиденко Е.З. Линейная и нелинейная регрессии. Москва: Финансы и статистика, 1981. 303 с.

256. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Москва: Высшая школа, 2003. 479 с.

257. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. Москва: Наука, 1969. 576 с.

258. Гофман И.В. Нормирование потребления энергии и энергетические балансы промышленных предприятий. Москва, Ленинград: Энергия, 1966. 319 с.

259. Никифоров Г.В. Совершенствование нормирования и планирования электропотребления в промышленном производстве. *Промышленная энергетика*. 1999. № 3. С. 27–29.

260. Головкин Б.Н., Пирогов В.Н., Старцев А.П. Прогноз электропотребления промышленного предприятия в условиях нестабильной экономики. *Промышленная энергетика*. 1996. № 2. С. 8–12.

261. Грачева Е.И., Саитбаталова Р.С. Определение расхода электроэнергии на основе математической модели. *Промышленная энергетика*. 1999. № 4. С. 24–25.

262. Кудрин Б.И., Лагуткин О.Е. Прогнозирование электропотребления многономен-клатурных производств на основе анализа продолжительных временных рядов в условиях нестабильных объемов выпуска продукции. *Промышленная энергетика*. 2003. № 5. С. 25–28.

263. Олейников В.К., Никифоров Г.В. Нормирование энергозатрат при многономенклатурном производстве. *Промышленная энергетика*. 2000. № 6. С. 30–32.

264. Авринский Р.Б., Вершинина С.И., Гамазин С.И. и др. Справочник по электроснабжению и электрическому оборудованию. Электрооборудование. Москва: Энергоатомиздат, 1987. 592 с.

265. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Кочетова К.К. Аналіз діючих в Україні методик нормування питомих витрат паливно-енергетичних ресурсів. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2007. № 2. С. 42–48.

266. Вартазаров И.С., Горлов И.Г., Минаев Е.В., Хвастунов Р.М. Экспертные оценки и их применение в энергетике. Москва: Энергоиздат, 1981. 188 с.

267. Добров Г.М., Ершов Ю.В., Левин Е.И., Смирнов Л.П. Экспертные оценки в научно-техническом прогнозировании. Київ: Наукова думка, 1974. 160 с.

268. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Побудова енергобалансів виробничо-господарських об'єктів на основі апарату нечіткої логіки та математики. XXIII міжнародна конференція *Комплексне вирішення проблем енергозбереження в промисловій та комунальній енергетиці UKR-POWER 2008*. Ялта, 17–21 червня 2008. С. 43–47.

269. Ротштейн А.П. Интеллектуальные технологии идентификации: нечеткая логика, генетические алгоритмы, нейронные сети. Винница: УНИВЕРСУМ-Винница, 1999. 320 с.

270. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Свідोцтво про реєстрацію авторського права на твір «Методика побудови оптимальних розрахункових моделей балансів споживання електричної енергії виробничо-господарських об'єктів». № 38503; заявл. 14.04.2011; зареєстр. 26.05.2011; Бюл. № 25.

271. Волошко А.В., Іванько Д.О., Гура К.Ю., Мищенко Д.К. К вопросу применения кратномасштабного анализа для сжатия и восстановления графика электрической нагрузки. *Электроника и связь*. 2010. № 4. С. 59–64.

272. Baskys A., Nakhodov V., Ivanko D., Pfeiffer C. Calculation of Electrical Energy Balances of Production Systems Based on Probabilistic-Statistical Approach. IEEE 3rd Workshop on Advances *Information, Electronic and Electrical Engineering AIEEE 2015*. Riga, 2015. Pp. 1–6.

273. ДСТУ ISO 50001:2014 Енергозбереження. Системи енергетичного менеджменту. Вимоги та настанова щодо використання (ISO 50001:2011, IDT). Київ: Держстандарт України, 2014.

274. Рябинин И.А., Черкесов Г.Н. Логико-вероятностные методы исследования надежности структурно-сложных систем. Москва: Радио и связь, 1981. 216 с.

275. Волобринский С.Д. Вопросы нормирования и прогнозирования электропотребления при многономенклатурном производстве. VII международная конференция *по промышленной энергетике*. Киев, 1972. С. 12.



276. Смирнов И.П., Чернявский В.П., Ястребов П.П. Создание автоматизированных систем нормирования расхода энергетических ресурсов в отраслях промышленности. Семинар *Нормирование потребления электроэнергии и энергобалансы предприятий*. Москва, 1979. С. 87–90.

277. Башкис А., Иванько Д.О., Находов В.Ф. Определение численных значений статей электробалансов производственных объектов в условиях неопределенности исходной информации. *Автоматический контроль и автоматизация производственных процессов*. Минск, 2015. С. 142–146.

278. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: Электроснабжение. Москва: Энергоатомиздат, 1986. 568 с.

279. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Иванько Д.О., Якобюк І.В. Виявлення «проблемних» ділянок схеми електропостачання для верифікації розрахункових електробалансів. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2015. № 2/8 (74). С. 4–10.

280. Nakhodov V., Baskys A., Pfeiffer C., Ivanko D. Identification of technological equipment with significant impact on uncertainty of electrical balances. *Information, Electronic and Electrical Engineering AIEEE 2016, eStream*. Vilnius, 2016. Pp. 1–6.

281. Вентцель Е.С. Исследование операций: задачи, принципы, методология. Москва: Наука, 1980. 208 с.

282. Сытник В.Ф. АСУП и оптимальное планирование. Київ: Вища школа, 1977. 312 с.

283. Дружинин Н.К. Выборочное наблюдение и эксперимент. Москва: Статистика, 1977. 368 с.

284. Вознесенский В.А., Ковальчук А.Ф. Принятие решений по статистическим моделям. Москва: Статистика, 1978. 192 с.

285. Розен В.П., Пархоменко Р.А., Синчук И.О., Мельник О.Е. Электробаланс и моделирование его слагаемых для энергоёмких технологических процессов подземных железорудных производств. *Электротехника, радиотехника, телекоммуникации, и электроника*. 2013. С. 19–30.

286. Чубукова И.А. Data Mining: курс лекций интернет-университета INTUIT. 2006. 328 с.

287. Порядок розрахунку нормативних витрат електроенергії підприємствами теплоенергетики при виробництві, транспортуванні та постачанні (розподілі) теплової енергії: Наказ Міністерства з питань житлово-комунального господарства України від 02.02.2009 р № 12.

288. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Свідectво про реєстрацію авторського права на науковий твір «Ймовірісно-статистичний підхід до побудови балансів електроспоживання на підприємствах теплоенергетики». № 69589; заявл. 04.01.2017; зареєстр. 04.11.2016.

289. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О., Мазаєва Т.В. Аналіз методики розрахунку нормативних витрат електричної енергії на виробництво і транспортування тепла. *Енергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*. 2015. № 6. С. 2–11.

290. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О., Ройтер А.В., Пахарев Ю.В. Застосування ймовірісно-статистичного підходу для побудови балансів електроспоживання котельних. III міжнародна науково-технічна та навчально-методична конференція *Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку PEMS* 2016. Київ, 30 травня–1 червня 2016. С. 82–83.

291. Троицкий-Марков Т.Е., Сенновский Д.В., Зуев В.И., Журова Д.В. Методическое пособие для производственных малых и средних предприятий по вопросам повышения ресурсо- и энергоэффективности (практика энергоменеджмента). Москва, 2010. 136 с.

292. Kulcsar T., Balaton M., Nagy L., Abonyi J. Feature Selection Based Root Cause Analysis for Energy Monitoring and Targeting. *Chemical Engineering Transactions*. 2014. Vol. 39. Pp. 709–714.

293. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Іванько Д.О. Контроль ефективності енерговикористання в системі енергетичного менеджменту. *Вісник Київського національного університету технологій та дизайну*. 2013. № 6. С. 67–77.

294. Nakhodov V., Skeie N., Pfeiffer C.F., Borichenko E., Ivanko D. Development of methods for monitoring of energy efficiency in the energy management systems. Міжнародна науково-практична та навчально-методична конференція *Сталий енергетичний розвиток: сучасні тенденції, технології та рішення*. Київ, 2014. С. 61.

295. McMullan A., Rutkowski M., Karp A. Low Investment, Low Risk Approach to Energy Cost Savings. Twenty-third *National Industrial Energy Technology Conference*. Houston, 2001. Pp. 196–203.

296. Бешелев, С.Д., Гурвич Ф.Г. Экспертные оценки. Москва: Наука, 1973. 246 с.

297. Бешелев, С.Д., Гурвич Ф.Г. Математико-статистические методы экспертных оценок. Москва: Статистика, 1980. 263 с.

298. Душинський В.В. Основи наукових досліджень: теорія та практикум з програмним забезпеченням. Київ: НТУУ «КПІ», 1998. 408 с.

299. Крымский С.Б., Жилин Б.Б., Паниотто В.И. и др. Экспертные оценки в социологических исследованиях. Київ: Наукова думка, 1990. 320 с.

300. Рузинов Л.П. Статистические методы оптимизации химических процессов. Москва: Химия, 1972. 200 с.

301. Вартазаров И.С., Горлов И.Г., Минаев Е.В., Хвастунов Р.М. Экспертные оценки и их применение в энергетике. Москва: Энергоиздат, 1981. 188 с.

302. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Побудова електробалансів виробничо-господарських об'єктів на основі апарату нечіткої логіки та математики. *Вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»*. Серія «Гірництво». 2009. № 15. С. 5–12.

303. Павлов А.Н., Соколов Б.В. Принятие решений в условиях нечеткой информации. Санкт-Петербург: ГУАП, 2006. 72 с.

304. Esbensen K.H. Multivariate Data Analysis – In Practice. Oslo: CAMO, 2002. 587 p.

305. Костерев В.В. Надежность технических систем и управление риском. Москва: МИФИ, 2008. 280 с.
306. Henson J.L, Stott M.D. Energy Monitoring and Targeting in the Foundry Industry. *British Foundry man*. 1988. P. 13–17.
307. Випанасенко С.І. Особливості використання регресійного аналізу в системах енергоменеджменту вугільних шахт. *Вісник приазовського державного технічного університету*. 2008. № 18. С. 21–26.
308. Випанасенко С.І., Дрешпак Н.С. Методика прогнозування електроспоживання вугільної шахти. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2011. № 6. С. 118–120.
309. Випанасенко С.І. Контроль ефективності використання електроенергії вугільними шахтами. *Технічна електродинаміка*. 2006. Ч. 4. С. 53–59.
310. Випанасенко С.І. Прогнозування обсягів електроспоживання вугільної шахти. *Науковий вісник НГУ*. 2011. № 6. С. 93–98.
311. Дьяконов В.П. MATLAB 6.5 SP1/7 + Simulink 5/6 в математике и моделировании. Москва: СОЛОН-Пресс, 2005. 576 с.
312. Abonyi J., Kulcsar T., Balaton M., Nagy L. Historical Process Data Based Energy Monitoring-Model Based Time-Series Segmentation to Determine Target Values. *Chemical Engineering Transactions*. 2013. № 35. Pp. 931–936.
313. Ивахненко А.Г. Долгосрочное прогнозирование и управление сложными системами. Киев: Техника, 1975. 312 с.
314. Ivakhnenko A.G. The Review of Problems Solvable by Algorithms of the Group Method of Data Handling (GMDH). *Pattern Recognition and Image Analysis*. 1995. Vol. 5, № 4. Pp. 527–535.
315. Медведев В.С. Нейронные сети. Москва: Диалог-МИФИ, 2002. 496 с.
316. Демиденко Е.З. Линейная и нелинейная регрессии. Москва: Финансы и статистика, 1981. 304 с.
317. Beale M.H., Hagan H.B. Neural Network Toolbox 7 User's Guide: Copyright by The MathWorks. 2017. 446 p.

318. Rodionova O.Y., Esbensen K.H., Pomerantsev A.L. Application of SIC (simple interval calculation) for object status classification and outlier detection – comparison with regression approach. *Chemometrics*. 2004. № 18. Pp. 402–413.

319. Воронцов К.В. Лекции по методам оценивания и выбора моделей. 2010. 28 с. URL: <http://www.ccas.ru/voron/.index-eng.html>.

320. Боровиков В. STATISTICA: искусство анализа данных на компьютере. Санкт-Петербург: Питер, 2003. 688 с.

321. Нечаєва І.А., Проскуріна Д.С. Метод аналізу середовища функціонування для оцінки ефективності роботи суб'єкта, який ухвалює рішення, та його переваги. *Економічний аналіз*. 2013. Том 14, № 3. С. 162–167.

322. Zhu J. Data Envelopment Analysis: A Handbook of Models and Methods. Springer, 2015. 472 p.

323. Находов В.Ф., Іванько Д.О., Головка А.В. Вибір методів математичного моделювання процесів енергоспоживання в системах оперативного контролю енергоефективності. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2013. Спецвипуск. С. 20–27.

324. Горяинов В.Б., Павлов И.В., Цветкова Г.М. Математическая статистика. Москва: изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2001. 424 с.

325. Seber G.A.F., Wild C.J. Nonlinear Regression. Wiley, New York, 2003. 800 p.

326. Pomerantsev A.L. Confidence intervals for nonlinear regression extrapolation. *Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems*. 1999. № 49. Pp. 41–48.

327. Efron B., Tibshirani R.J. An Introduction to the Bootstrap. Chapman and Hall/CRC, 1993. 436 p.

328. Шитиков В.К., Розенберг Г.С. Рандомизация и бутстреп: статистический анализ данных по биологии и экологии с использованием R. Тольятти: «Кассандра», 2013. 305 с.

329. Chernick M.R. Bootstrap Methods: A Guide for Practitioners and Researchers. *Wiley Series in Probability and Statistics*, 2007. 400 p.

330. Шторм Р. Теория вероятностей. Математическая статистика. Статистический контроль качества. Москва: Мир, 1970. 368 с.

331. Ноулер Л. Статистические методы контроля качества продукции. Москва: Издательство стандартов, 1989. 96 с.

332. Вальд А. Последовательный анализ. Москва: гос.издат. физ.-мат.лит., 1960. 328 с.

333. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Контроль та аналіз виконання встановлених «стандартів» в системах статистичного контролю ефективності використання електричної енергії. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2011. № 2. С. 16–23.

334. Находов В.Ф., Бориченко О.В. Свідectво про реєстрацію авторського права на твір «Методика встановлення обґрунтованих «стандартів» споживання електроенергії та здійснення об'єктивного контролю їх виконання в системах статистичного контролю ефективності енерговикористання». № 38504; заявл. 13.05.2011; зареєстр. 26.05.2011; Бюл. № 25.

335. Тарасюк Г.М. Управління проектами. Київ: Каравела, 2006. 320 с.

336. Ламакин Г.Н. Основы менеджмента в электроэнергетике. Тверь: ТГТУ, 2006. 208 с.

337. Wheeler Donald J., Chambers David S. Understanding statistical process control. SPC press, 1992. 446 p.

338. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Тишко О.В. Удосконалення діючої системи нормалізації енергоспоживання на основі контролю і планування витрат електричної енергії. *Промислова електроенергетика та електротехніка: Промелектро*. 2010. № 3. С. 51–58.

339. Находов В.Ф., Бориченко О.В., Тишко О.В. Удосконалення діючої системи нормалізації енергоспоживання на основі контролю і планування витрат електричної енергії. Науково-технічна конференція молодих дослідників, аспірантів та магістрантів *Енергетика: економіка, технології, екологія*. Київ, 20–21 травня 2010.

340. Гофман И.В., Госпитальник Г.Л. Организация и планирование энергохозяйства промышленных предприятий. Москва, Ленинград: Госэнергоиздат, 1954. 440 с.

## Додаток А

### Приклад визначення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергетичної системи

Вирішення зазначеної задачі здійснюється з застосуванням методу групування величин електричного навантаження енергосистеми (пункт 2.2.2). Хід та результати розв'язання задачі продемонстровано на прикладі фактичного графіка навантаження ОЕС, зафіксованого в зимовий режимний день 21.12.2016 року.

Вихідний і впорядкований ряди значень щогодинного електричного навантаження енергосистеми протягом зазначеного режимного дня наведено у таблиці А.1.

Таблиця А.1 – Вихідний та впорядкований ряд значень електричного навантаження енергосистеми протягом режимного дня 21.12.2016 року

Година доби	Навантаження енергосистеми, МВт	Номер елементу впорядкованого ряду	Година доби	Впорядковані навантаження енергосистеми, МВт
1	13897	1	3	13138
2	13463	2	4	13185
3	13138	3	5	13410
4	13185	4	2	13463
5	13410	5	1	13897
6	13951	6	6	13951
7	14929	7	24	14899
8	15950	8	7	14929
9	16998	9	23	15733
10	17632	10	8	15950
11	17855	11	22	16709
12	17504	12	9	16998
13	17316	13	21	17003
14	17341	14	13	17316
15	17373	15	14	17341
16	17764	16	15	17373
17	18132	17	12	17504
18	18225	18	20	17513
19	17811	19	10	17632
20	17513	20	16	17764
21	17003	21	19	17811
22	16709	22	11	17855
23	15733	23	17	18132
24	14899	24	18	18225



На початковому етапі групування значень щогодинного навантаження енергосистеми з впорядкованого ряду навантажень здійснювалась ітеративна процедура поступового формування двох суміжних статистичних вибірок змінного об'єму, що містять відповідно  $M$  та  $M+1$  елемент. На всіх ітераціях для кожної з двох сформованих вибірок визначалися їх основні статистичні характеристики – середнє значення ( $P_{сер.}$ ) елементів вибірки, а також дисперсія ( $D$ ) цих значень відносно їх середньої величини за вибіркою. На підставі зазначених статистичних характеристик на всіх ітераціях для кожної з пар вибірок величин годинного навантаження енергосистеми визначено розрахункове значення критерію Стюдента ( $T_p$ ). Результати виконання зазначених розрахунків наведено у таблиці А.2.

Таблиця А.2 – Результати формування статистичних вибірок та розрахункові значення Т-критерію для кожної пари суміжних вибірок

Номер вибірки	Номери включених елементів впорядкованого ряду	Годинна доби	Кількість включених елементів впорядкованого ряду	Середнє навантаження за вибірками, МВт	Дисперсія значень навантаження за вибірками	Розрахункове значення Т-критерію
1	1	3	1	13138	0	----
2	1 – 2	4	2	13162	1090	1,000
3	1 – 3	5	3	13244	21073	0,951
4	1 – 4	2	4	13299	25976	0,470
5	1 – 5	1	5	13418	90925	0,761
6	1 – 6	6	6	13507	119927	0,454
7	1 – 7	24	7	13706	376781	0,732
8	1 – 8	7	8	13859	509818	0,446
9	1 – 9	23	9	14067	836559	0,526
10	1 – 10	8	10	14255	1098288	0,418
11	1 – 11	22	11	14478	1535645	0,447
12	1 – 12	9	12	14688	1925224	0,383
13	1 – 13	21	13	14867	2177016	0,311
14	1 – 14	13	14	15041	2438067	0,299
15	1 – 15	14	15	15195	2616546	0,260
16	1 – 16	15	16	15331	2738504	0,232
17	1 – 17	12	17	15459	2845174	0,220
18	1 – 18	20	18	15573	2912330	0,199
19	1 – 19	10	19	15681	2973769	0,192
20	1 – 20	16	20	15785	3034179	0,188
21	1 – 21	19	21	15882	3077848	0,177
22	1 – 22	11	22	15972	3108172	0,167
23	1 – 23	17	23	16065	3169733	0,178
24	1 – 24	18	24	16155	3226209	0,172

За результатами аналізу характеру зміни розрахункових значень  $T$ -критерію (таблиця А.1) було попередньо сформовано групи статистично близьких за величиною значень щогодинного навантаження енергосистеми, після чого для кожної пари суміжних між собою груп з метою перевірки можливості їх подальшого об'єднання було визначено нові розрахункові значення цього критерію (таблиця А.3).

Таблиця А.3 – Попередньо сформовані групи значень навантаження енергосистеми та результати першої ітерації перевірки можливості їх подальшого об'єднання

Номер групи, година доби	Навантаження енергосистеми, МВт	Середнє навантаження за групами, МВт	Дисперсія значень навантаження за групами	Розрахункове значення $T$ -критерію	Критичне значення $T$ -критерію ( $p=0,05$ )	Критичне значення $T$ -критерію ( $p=0,01$ )
Група 1						
3	13138					
4	13185					
5	13410					
2	13463	13299	25975,6288	7,350611028	2,776	4,604
Група 2						
1	13897					
6	13951	13924	1455,19335	32,22742545	4,303	9,925
Група 3						
24	14899					
7	14929	14914	433,562905	<b>8,476778658</b>	<b>4,302</b>	<b>9,924</b>
Група 4						
23	15733					
8	15950	15842	23536,2547	10,43911956	2,179	3,055
Група 5						
22	16709					
9	16998					
21	17003					
13	17316					
14	17341					
15	17373					
12	17504					
20	17513					
10	17632					
16	17764					
19	17811					
11	17855	17402	126678,357	6,880885534	2,179	3,055
Група 6						
17	18132					
18	18225	18178	0	----	----	----

Наведені в таблиці А.3 результати розрахунків свідчать про те, що об'єднані між собою можуть бути лише групи навантажень енергосистеми з умовними номерами 3 та 4. Всі інші суміжні між собою групи навантажень об'єднані бути не можуть. Після об'єднання груп навантажень 3 та 4 була виконана друга ітерація перевірки можливості подальшого об'єднання всіх суміжних між собою проміжних груп, сформованих після першої ітерації (таблиця А.4).

Таблиця А.4 – Проміжні групи значень навантаження енергосистеми після першої ітерації та результати другої ітерації перевірки можливості їх подальшого об'єднання

Номер групи, година доби	Навантаження енергосистеми, МВт	Середнє навантаження за групами, МВт	Дисперсія значень навантаження за групами	Розрахункове значення Т-критерію	Критичне значення Т-критерію (p=0,05)	Критичне значення Т-критерію (p=0,01)
Група 1						
3	13138					
4	13185					
5	13410					
2	13463	13299	25975,629	7,351	2,776	4,604
Група 2						
1	13897					
6	13951	13924	1455,19335	5,329	2,776	4,604
Група (3+4)						
24	14899					
7	14929					
23	15733					
8	15950	15378	295051,582	6,969	2,145	2,977
Група 5						
22	16709					
9	16998					
21	17003					
13	17316					
14	17341					
15	17373					
12	17504					
20	17513					
10	17632					
16	17764					
19	17811					
11	17855	17402	126678,357	6,881	2,179	3,055
Група 6						
17	18132					
18	18225	18178	0	----	----	----

Після проведення другої ітерації можна зробити висновок, що жодна з суміжних між собою груп навантажень об'єднані між собою бути не можуть. Отже, можна стверджувати, що наведені в таблиці А.4 групи значень щогодинного навантаження енергосистеми слід вважати остаточними. З метою більш точного визначення меж, які мають бути встановлені між групами, що вміщують статистично різні за величиною електричні навантаження енергосистеми, за формулою (2.9) розраховано критичні значення навантаження для першої та другої групи, а також для передостанньої та останньої групи, зазначених в таблиці А.4:

$$P_{кр.min} = 13299 + 5,841 \cdot \sqrt{\frac{25975,63}{4}} = 13769,6;$$

$$P_{кр.max} = 17402 + 3,106 \cdot \sqrt{\frac{126678,36}{12}} = 17720,8.$$

Таким чином, за результатами наведених вище розрахунків до зони мінімального (нічного) електричного навантаження ОЕС України слід віднести **2–5** години доби, а до зони максимального (пікового) її навантаження – **11**, а також **16–19** години. Всі інші години доби мають бути віднесені до зони середнього (напівпікового) навантаження енергетичної системи (пункт 2.2.2, рис. 2.24 і таблиця 2.5).

Фактичні зони доби зі статистично різним рівнем попиту на електричну потужність «дифтарифних» і «недифтарифних» споживачів були визначені з використанням того ж методу групування за графіками їх навантаження, зафіксованими у зимовий режимний день 21.12.2016 року, шляхом виконання розрахунків, подібних до наведених вище. Результати вирішення даної задачі також наведено в таблиці 2.5.

## Додаток Б

### **Приклад оцінки додаткових витрат енергосистеми, пов'язаних з необхідністю покриття нерівномірного попиту на електричну потужність, та їх можливого зниження**

Склад додаткових витрат енергетичної системи, пов'язаних з використанням енергоблоків ТЕС у якості маневрених генеруючих потужностей, а також спосіб розрахунку їх величини наведено у підрозділі 3.2.

Визначення потенціалу можливого зменшення цих додаткових витрат у разі зниження нерівномірності добових графіків електричного навантаження енергосистеми продемонстровано на прикладі графіка навантаження ОЕС України для зимового режимного дня 17.12.2014 року.

Виходячи з графіка навантаження теплових електростанцій протягом зазначеного режимного дня, можна зробити висновок, що загальна величина їх маневреної потужності складає близько 2300 МВт. Якщо прийняти, що цей графік є характерним, а середня потужність енергоблоків ТЕС, які щодобово задіяні у регульованій частині графіка навантаження енергосистеми, складає 200 МВт, то можна сказати, що середня кількість таких блоків, що кожної доби зупиняються на ніч і потім «підіймаються» на денний період, дорівнює 12. Для пуску одного енергоблоку ТЕС з холодного резерву необхідно від 50 до 100 тис.куб.м природного газу (в середньому 75 тис.куб.м).

Отже, додаткові річні витрати природного газу на пуски теплових енергоблоків, які щодоби на нічний період виводяться в резерв, в середньому складатимуть:

$$12 * 365 * 75 = 328500 \text{ тис.куб.м.}$$

Приймаючи ціну на природний газ, яка з 01.06.2016 року для промислових споживачів дорівнює 6874 грн. за 1000 куб.м, додаткові витрати коштів на паливо, необхідне для щодобових пусків енергоблоків ТЕС ( $Z_{н.пуск}$ ), що задіяні у

регульованій частині графіків навантаження енергосистеми, становлять в середньому:

$$328500 * 6874 = 2258,1 \text{ млн. грн. / рік.}$$

Виходячи з того, що повні витрати на пуски теплових енергоблоків за даними ДП «Енергоринок» в середньому на 7 % перевищують вартість відповідної паливної складової, повні додаткові витрати на щодобові пуски цих енергоблоків ( $Z_{\text{дод.пуск}}$ ) дорівнюють:

$$2258,1 * 1,07 = 2416,2 \text{ млн. грн. / рік.}$$

У випадку вирівнювання добових графіків електричного навантаження енергетичної системи у графіках покриття цього навантаження можуть відбутися певні зміни, які зазначено у таблиці Б.1. Для оцінки можливого зниження додаткових витрат енергосистеми на виробництво електроенергії у цій таблиці наведено кілька сценаріїв поступового зниження нерівномірності попиту споживачів на електричну потужність. Враховуючи особливості покриття електричного навантаження ОЕС України, зазначені сценарії розглядаються окремо для «зимового» та «літнього» періоду.

Зокрема, при збільшенні навантаження енергетичної системи у нічний період в середньому на 200 МВт один енергоблок ТЕС може бути виключений з регульованої частини графіка навантаження енергосистеми. Відповідно на таку ж величину може бути зменшена також кількість щодобових пусків таких енергоблоків. Отже, у цьому випадку додаткові річні витрати на пуски теплових енергоблоків можуть бути зменшені на величину  $\Delta Z_{\text{дод.пуск}}$ , яка складає:

$$1 * 365 * 75 * 6874 * 1,07 = 201,35 \text{ млн. грн. / рік.}$$

Приймаючи до уваги, що визначена таким чином економія додаткових витрат енергосистеми на щодобові пуски енергоблоків теплових електростанцій буде досягатися як у «зимовий», так і у «літній» період, загальна річна величина цієї економії поділена між цими періодами і для кожного з них дорівнює 100,68 млн. грн.

Таблиця Б.1 – Можливі зміни графіків покриття навантаження ОЕС України у випадку поступового зменшення нерівномірності попиту споживачів на електричну потужність

Сценарії збільшення електричного навантаження енергосистеми у нічний період									
на 200 МВт		на 400 МВт		на 600 МВт		на 800 МВт		на 1000 МВт	
6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)	6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)	6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)	6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)	6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)
3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключається 1 блок ТЕС	3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключається 1 блок ТЕС	3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключається 2 блоки ТЕС	3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключається 2 блоки ТЕС	3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключається 3 блоки ТЕС	3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключається 3 блоки ТЕС	3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключається 4 блоки ТЕС	3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключається 4 блоки ТЕС	3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключаються 5 блоків ТЕС	3 регульованої частини графіка навантаження ОЕС виключаються 5 блоків ТЕС
Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 1	Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 1	Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 2,5	Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 2,5	Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 4	Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 4	Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 5	Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 5	Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 6,5	Кількість щодобових пусків-зупинень блоків ТЕС зменшується на 6,5
Базова потужність ТЕС не змінюється	Базова потужність ТЕС збільшується на 200 МВт	Базова потужність ТЕС не змінюється	Базова потужність ТЕС збільшується на 400 МВт	Базова потужність ТЕС не змінюється	Базова потужність ТЕС збільшується на 600 МВт	Базова потужність ТЕС не змінюється	Базова потужність ТЕС збільшується на 800 МВт	Базова потужність ТЕС не змінюється	Базова потужність ТЕС збільшується на 1000 МВт
Базова потужність АЕС збільшується на 200 МВт	Базова потужність АЕС не змінюється	Базова потужність АЕС збільшується на 400 МВт	Базова потужність АЕС не змінюється	Базова потужність АЕС збільшується на 600 МВт	Базова потужність АЕС не змінюється	Базова потужність АЕС збільшується на 800 МВт	Базова потужність АЕС не змінюється	Базова потужність АЕС збільшується на 1000 МВт	Базова потужність АЕС не змінюється

Скорочення додаткових витрат енергетичної системи на щодобові пуски енергоблоків ТЕС, яке може бути одержано у випадку реалізації інших сценаріїв зростання навантаження ОЕС у нічний період, визначено аналогічним чином з урахуванням можливого зменшення кількості пусків таких блоків (таблиця Б.1), результати відповідних розрахунків наведено у таблиці Б.3.

Оцінку можливого зменшення другої складової додаткових витрат енергосистеми, що виникають у зв'язку зі зниженням ефективності використання основного палива тепловими енергоблоками, які використовуються у регульованій частині графіка навантаження ОЕС, можна зробити на підставі аналізу відповідних статистичних даних. Так, у таблиці Б.2 наведено фактичні дані про середні значення КВВП енергоблоків ТЕС і середні величини питомої витрати умовного палива цими блоками.

Таблиця Б.2 – Середні значення коефіцієнтів використання встановленої потужності та питомої витрати умовного палива енергоблоків ТЕС

Рік	Середній КВВП, %	Середня питома витрата умовного палива ( $b_{y.п}$ ), г у.п./кВт.год.
2003	27,4	392,6
....	....	....
2005	25,3	400,5
....	....	....
2007	30,9	393
....	....	....
2015	22	450

Рівняння лінійної регресії між наведеними у таблиці Б.2 показниками має вигляд:

$$b_{y.п} = 572,8098 - 6,20397 * \text{КВВП.}$$



Таблиця Б.3 – Можливе зменшення додаткових витрат енергосистеми за умови поступового вирівнювання добових графіків її електричного навантаження (млн. грн. на рік)

Складові додаткових витрат енергосистеми на виробництво електроенергії	Сценарії збільшення електричного навантаження енергосистеми у нічний період									
	на 200 МВт		на 400 МВт		на 600 МВт		на 800 МВт		на 1000 МВт	
	6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)	6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)	6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)	6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)	6 місяців на рік («літо»)	6 місяців на рік («зима»)
Можливе зменшення витрат на щодобові пуски енергоблоків ТЕС	100,68	100,68	251,69	251,69	402,7	402,7	503,38	503,38	654,39	654,39
Можливе зменшення витрат на виробництво електроенергії в результаті підвищення КВВП енергоблоків ТЕС	0	78,89	0	155,53	0	209,62	0	272,73	0	351,62
Можливе зменшення витрат на виробництво електроенергії в результаті заміщення енергоблоків ТЕС блоками АЕС	700,8	0	1401,6	0	2102,4	0	2803,2	0	3504,0	0
Можливе зменшення витрат на поточні ремонти енергоблоків ТЕС	18,25	18,25	45,63	45,63	73,0	73,0	91,25	91,25	118,63	118,63
Сумма по сезонам	819,73	197,82	1698,92	452,85	2578,1	685,32	3397,83	867,36	4277,02	1124,64
<b>Можливе зменшення річних витрат, млн. грн.</b>	<b>1017,55</b>		<b>2151,77</b>		<b>3263,42</b>		<b>4265,19</b>		<b>5401,66</b>	

Згідно графіку електричного навантаження енергоблоків теплових електростанцій, задіяних як у базовій, так і в регульованій частині графіка навантаження енергосистеми протягом зимового режимного дня 17.12.2014 року, середня робоча потужність всіх цих блоків дорівнювала 9906,71 МВт. Загальна встановлена потужність енергоблоків ТЕС в ОЕС системі України складає 28700 МВт. Тобто, фактичний середній коефіцієнт використання встановленої потужності цих енергоблоків у зазначений режимний день становив:

$$КВВП_{\text{факт.}} = (9906,71 / 28700) * 100 = 34,5 \, \%.$$

Застосовуючи наведене вище рівняння регресії, можна визначити середнє значення питомої витрати умовного палива тепловими енергоблоками, яке відповідає розрахованій середній величині їх КВВП. Ця середня питома витрата палива складає:

$$b_{y,п} = 572,8098 - 6,20397 * 34,5 = 358,8 \text{ г у.п. / кВт.год.}$$

Якщо добові графіки електричного навантаження енергосистеми поступово будуть вирівнюватись, певна кількість енергоблоків ТЕС буде виключатися з регульованої частини цих графіків (таблиця Б.1). При цьому у «зимовий» період на ту ж саму величину буде збільшуватись кількість теплових енергоблоків, що працюватимуть в базовій частині графіка навантаження ОЕС. У такому випадку збільшиться середня робоча потужність всіх теплових енергоблоків, і відповідно, зросте середній коефіцієнт використання їх встановленої потужності.

Наприклад, за умови зростання нічного навантаження енергосистеми на 200 МВт, один енергоблок ТЕС буде виключено з регульованої частини графіка навантаження енергосистеми, який у «зимовий» період буде працювати у його базовій частині. Цей енергоблок протягом нічного періоду додатково буде виробляти 1200 МВт.год. електроенергії на добу. Отже, середня робоча потужність блоків ТЕС завдяки цьому зросте на 50 МВт, а середня величина коефіцієнту використання їх встановленої потужності буде дорівнювати:

$$\text{КВВП}_{\text{зм.}} = (9956,71 / 28700) * 100 = 34,7 \, \%.$$

За наведеним вище рівнянням регресії при такому значенні КВВП середня питома витрата умовного палива теплових енергоблоків має складати:

$$b_{y,п} = 572,8098 - 6,20397 * 34,7 = 357,5 \, \text{г у.п. / кВт.год.}$$

Таким чином, у ситуації, що розглядається, середня питома витрата умовного палива енергоблоками ТЕС у порівнянні з її величиною, що відповідає фактичному КВВП цих енергоблоків, могла б скоротитися на 1,3 г у.п./кВт.год., тобто на 0,35 %.

Обсяг виробництва електричної енергії в Україні на момент виконання цих розрахунків складав 157,265 млрд. кВт·год. Частка теплових енергоблоків у цьому обсязі дорівнювала 31,5 %, а вартість палива, що витрачалось цими блоками в середньому становила 0,91 грн. /кВт.год. Отже, загальні річні витрати на паливо для ТЕС на той період дорівнювали:

$$157,265 * 0,315 * 0,91 = 45,08 \, \text{млрд. грн.}$$

Таким чином, якби середня питома витрата умовного палива на теплових електростанціях зменшилась у порівнянні з її фактичною величиною на 0,35 %, загальна вартість робочого палива на виробництво електроенергії цими блоками могла б зменшитись на:

$$45,08 * 10^3 * 0,0035 = 157,78 \, \text{млн. грн. /рік.}$$

Однак, зазначене зменшення середньої питомої витрати умовного палива на ТЕС може бути одержано лише у «зимовий» період, тому можливе скорочення витрат енергосистеми на виробництво електроенергії за рахунок підвищення ефективності використання палива на теплових електростанціях буде складати половину розрахованої вище економії, тобто 78,89 млн. грн. /рік.

Можливе скорочення витрат на виробництво електроенергії за рахунок підвищення середнього КВВП теплових енергоблоків в результаті переведення відповідної їх кількості з регульованої до базової частини графіків навантаження

енергосистеми для інших сценаріїв поступового вирівнювання цих графіків розраховано аналогічним чином і наведено в таблиці Б.3.

З іншого боку, у разі поступового вирівнювання графіків навантаження енергетичної системи та виключення певної кількості теплових енергоблоків з регульованої частини цих графіків, у «літній» період відповідним чином може бути підвищена робоча потужність блоків АЕС (таблиця Б.1). В цьому випадку загальні витрати енергосистеми на виробництво електроенергії також будуть зменшуватись. Зокрема, за умови збільшення нічного навантаження ОЕС на 200 МВт, у «літній» період на таку ж величину може підвищитись робоча потужність атомних енергоблоків, завдяки чому обсяг виробництва електричної енергії цими блоками збільшиться на 4800 МВт.год. на добу.

Середня собівартість виробництва електроенергії на теплових та атомних електростанціях України на момент виконання цих розрахунків відповідно складала 1,22 та 0,42 грн./ кВт.год. Таким чином, для першого сценарію вирівнювання графіків навантаження енергосистеми, що розглядається, загальні річні витрати на виробництво відповідної кількості електричної енергії могли б зменшитись на:

$$4800 * 10^{-3} * 365 * (1,22 - 0,42) = 1401,6 \text{ млн. грн. /рік.}$$

Так як зазначене заміщення певної кількості енергоблоків ТЕС відповідним зростанням робочої потужності атомних електростанцій може відбуватися тільки у «літній» період, загальна економія витрат енергосистеми на виробництво електроенергії буде складати половину розрахованої вище величини, тобто складатиме 700,8 млн. грн. /рік.

Можливе скорочення витрат на виробництво електроенергії в результаті заміщення певної кількості теплових енергоблоків, виведених з регульованої частини графіків навантаження енергосистеми, відповідним збільшенням робочої потужності енергоблоків АЕС для інших сценаріїв поступового вирівнювання цих графіків розраховано аналогічним чином і наведено в таблиці Б.3.

Як зазначалося у підрозділі 3.2, ще однією складовою додаткових витрат

енергосистеми, пов'язаних з вимушеним використанням енергоблоків ТЕС у якості маневрених генеруючих потужностей, є збільшення витрат на планові та позапланові ремонти таких блоків. Оцінку цих додаткових витрат можна зробити, базуючись на статистичних даних щодо кількості зупинень теплових енергоблоків для проведення ремонтних робіт, а також стосовно фактичних щорічних витрат на виконання цих ремонтів.

Зокрема, на Старобешевській ТЕС, яка найчастіше приймала участь у регулюванні електричного навантаження ОЕС, кількість зупинень її енергоблоків протягом 2007 року складала 297. А кількість зупинень енергоблоків Змієвської ТЕС, яка у найменшому ступені була задіяна для регулювання навантаження енергосистеми, у тому ж році дорівнювала 138. При цьому витрати на поточні ремонти енергоблоків зазначених станцій у тому ж 2007 році відповідно становили 27,4 та 24,4 млн. грн. Отже, витрати на один додатковий ремонт за даними 2007 року в середньому складали:

$$(27,4 - 24,4) / (297 - 138) = 0,019 \text{ млн. грн.}$$

Враховуючи тільки зміну курсу української валюти до долару США, що відбулася, починаючи з 2007 року, витрати на кожен додатковий ремонт енергоблоку ТЕС можна орієнтовно прийняти рівними 0,1 млн. грн. Отже, якщо кількість щодобових пусків-зупинень енергоблоків ТЕС в результаті вирівнювання графіка навантаження енергосистеми зменшиться на 1, додаткові витрати на поточні ремонти можуть зменшитись на:

$$1 * 365 * 0,1 = 36,5 \text{ млн. грн. / рік.}$$

Можливе скорочення витрат на додаткові поточні ремонти теплових енергоблоків для інших сценаріїв поступового вирівнювання графіків електричного навантаження енергосистеми розраховано аналогічним чином і наведено в таблиці Б.3. Результати розрахунку можливого скорочення річних витрат на поточні ремонти енергоблоків ТЕС для зручності поділено на дві рівні частини і зазначено в таблиці Б.3 окремо для «зимового» та «літнього» періоду.

У тій же таблиці Б.3 наведено сумарні значення можливого скорочення всіх додаткових витрат енергосистеми, які можуть бути досягнуті за умови реалізації кожного зі сценаріїв поступового вирівнювання добових графіків її навантаження. Для спрощення процесу оцінки величини можливого зменшення додаткових витрат енергосистеми у разі будь-яких змін конфігурації добових графіків її навантаження, відмінних від сценаріїв їх вирівнювання, що розглядалися, визначено рівняння регресійної залежності між зменшенням зазначених витрат і показником, що характеризує нерівномірність графіків навантаження енергосистеми.

У якості такого показника прийнято середньоквадратичне відхилення (СКВ) щогодинних значень навантаження від їх середньодобової величини. Числові значення цього показника для добових графіків навантаження ТЕС, що відповідають кожному зі сценаріїв поступового вирівнювання графіків навантаження енергосистеми (таблиця Б.1), наведено в таблиці Б.4.

Таблиця Б.4 – Показники нерівномірності добових графіків навантаження ТЕС для різних сценаріїв збільшення нічного навантаження енергосистеми

Сценарій	Збільшення нічного навантаження енергосистеми	Дисперсія добового графіка навантаження ТЕС	СКВ ( $\sigma$ ) добового графіка навантаження ТЕС
0	Базовий графік 17.12.2014	786106,5	887
1	на 200 МВт	640936,9	801
2	на 400 МВт	511419,5	715
3	на 600 МВт	397554,3	631
4	на 800 МВт	299341,3	547
5	на 1000 МВт	216780,4	466

Лінійна регресійна залежність між сумарними величинами можливого скорочення річних витрат енергосистеми на виробництво електроенергії (таблиця Б.3) та значеннями СКВ ( $\sigma$ ) відповідних графіків навантаження ТЕС (таблиця Б.4) має рівняння:

$$\Delta Z_{\text{сум.вир.}} = 11335,96 - 12,8328 * \sigma.$$

Графік цієї регресійної залежності наведено на рис. Б.1.

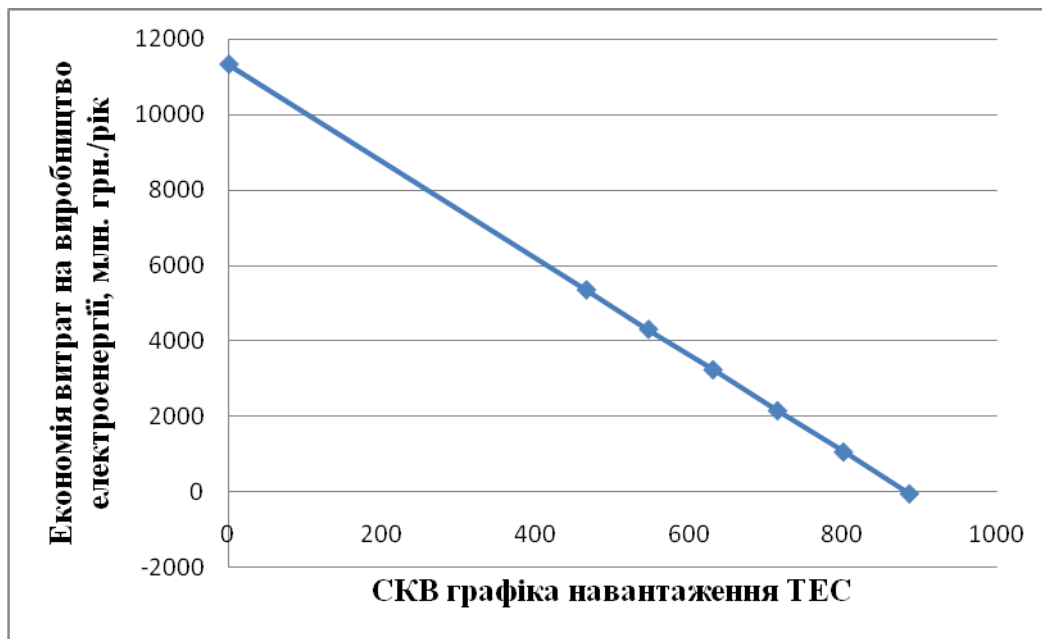


Рисунок Б.1 – Регресійна залежність між СКВ добових графіків навантаження ТЕС та сумарними величинами можливого скорочення річних витрат енергосистеми на виробництво електроенергії

## Додаток В

### Приклад функціонування механізму адресного управління режимами споживання електричної енергії в енергетичній системі (підготовчий етап)

Цей приклад ілюструє виконання відповідного етапу побудови та функціонування зазначеного механізму управління згідно загального алгоритму та методологічних засад, наведених у підрозділах 3.4 та 3.5. Необхідні розрахунки здійснювались на підставі графіків електричного навантаження ОЕС України, окремих обленерго та груп споживачів, зафіксованих протягом зимового режимного дня 17.12.2014 року. Даний приклад базується на припущенні, що на участь у Проекті погодилися три електропередавальні організації (обленерго), а у кожній з них – дві групи споживачів електроенергії.

Для визначення «оптимальних» графіків навантаження трьох обленерго, що приймають участь у Проекті, вирішувалась задача, цільова функція та обмеження якої в загальному вигляді наведено у підрозділі 3.5 (залежності (3.12) та (3.15)). Для вирішення цієї оптимізаційної задачі для кожної обленерго визначено максимальні та мінімальні величини електричного навантаження, яке можуть створювати споживачі, приєднані до їх мереж (таблиця В.1).

Таблиця В.1 – Максимальні та мінімальні значення електричного навантаження обленерго

Обленерго	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Можливе максимальне навантаження, МВт	Існуюче мінімальне навантаження, МВт	Можливе мінімальне навантаження, МВт
Київобленерго	807	900	652	600
Харківобленерго	1066	1200	694	600
Дніпрообленерго	3645	3600	3180	3000

Вирішення зазначеної оптимізаційної задачі здійснювалось, виходячи з існуючих графіків електричного навантаження ОЕС та відповідних обленерго (таблиця В.2), з застосуванням одного з алгоритмів прямого пошуку



оптимального значення цільової функції  $n$  змінних (метод Хука-Дживса).  
Результат вирішення цієї оптимізаційної задачі наведено в таблиці В.3.

Таблиця В.2 – Існуючі графіки навантаження ОЕС України та трьох обленерго для режимного дня 17.12.014 року (МВт)

Год. добы	Графік навантаження ОЕС	Графік навантаження Київобленерго	Графік навантаження Харківобленерго	Графік навантаження Дніпрообленерго	Графік навантаження інших регіонів
1	14765	736	774	3430	9825
2	14387	685	720	3465	9518
3	14218	667	698	3469	9384
4	14107	656	694	3500	9257
5	14298	652	702	3539	9406
6	14884	653	749	3571	9912
7	16062	715	837	3645	10865
8	16872	773	942	3318	11839
9	16743	792	1007	3189	11755
10	16806	807	1026	3180	11793
11	17027	806	1022	3242	11956
12	17273	799	1022	3533	11920
13	17200	792	1018	3520	11870
14	17324	804	1021	3529	11970
15	17386	804	1030	3486	12067
16	17511	758	1049	3525	12179
17	17634	748	1058	3420	12408
18	17450	734	1056	3318	12342
19	17622	782	1052	3362	12426
20	17485	777	1066	3331	12310
21	17111	753	1036	3314	12008
22	16735	738	988	3350	11658
23	16179	722	917	3507	11032
24	15593	720	843	3585	10445

Шляхом складення визначених «оптимальних» графіків навантаження обленерго, що приймають участь у проєкті, а також графіків навантаження всіх інших електропередавальних організацій, для яких оптимізація не здійснювалась, сформовано оптимальний графік навантаження енергосистеми, якого можна досягти за умови, що у Проєкті приймають участь тільки три зазначені електропередавальні організації (рис. В.1).

Таблиця В.3 – Оптимальні графіки навантаження ОЕС України та трьох обленерго, що приймають участь у Проекті

Год. доби	Графік навантаження ОЕС	Графік навантаження Київобленерго	Графік навантаження Харківобленерго	Графік навантаження Дніпрообленерго
1	15525	900	1200	3600
2	15218	900	1200	3600
3	15084	900	1200	3600
4	14957	900	1200	3600
5	15106	900	1200	3600
6	15612	900	1200	3600
7	15958	603	845	3645
8	16039	600	600	3000
9	15958	600	600	3003
10	15993	600	600	3000
11	16156	600	600	3000
12	16120	600	600	3000
13	16070	600	600	3000
14	16170	600	600	3000
15	16267	600	600	3000
16	16379	600	600	3000
17	16608	600	600	3000
18	16542	600	600	3000
19	16626	600	600	3000
20	16510	600	600	3000
21	16208	600	600	3000
22	15958	606	663	3031
23	15958	738	824	3364
24	15958	899	1092	3522
Дисперсія	<b>231609</b>			
СКВ	<b>481,25</b>			

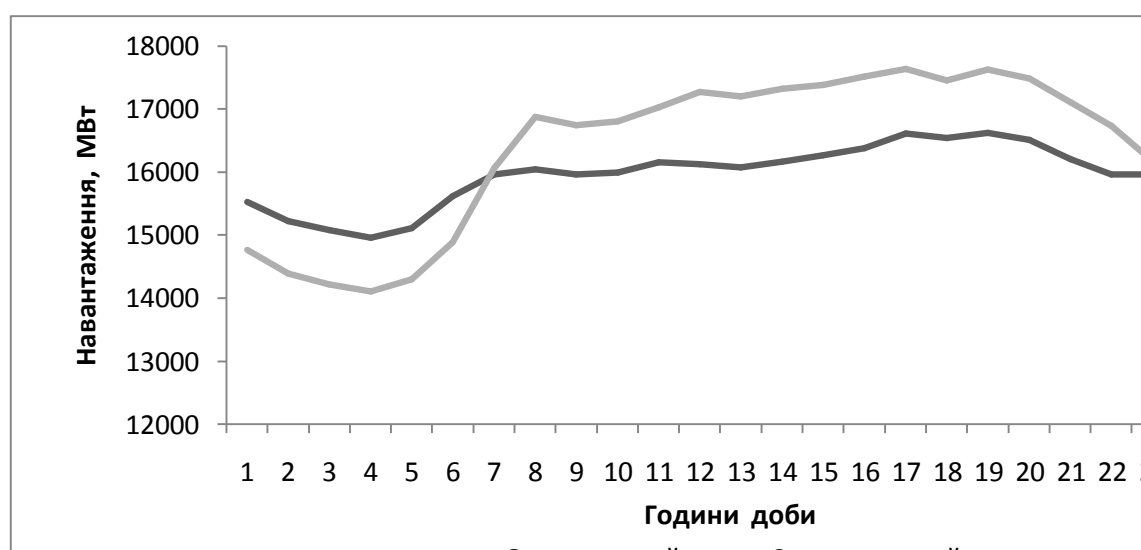


Рисунок В.1 – Існуючий та оптимальний графіки навантаження енергосистеми

Для визначення економії річних витрат ОЕС на виробництво електроенергії, яка може бути досягнута, якщо добові графіки її навантаження будуть оптимальними (рис. В.1), побудовано та застосовано регресійну залежність між величиною цієї економії та СКВ графіка навантаження енергосистеми (рис. В.2).



Рисунок В.2 – Регресійна залежність між СКВ добових графіків навантаження ОЕС та сумарною величиною можливого зменшення витрат енергосистеми на виробництво електроенергії

У разі досягнення та підтримання оптимального графіка навантаження енергосистеми, який має СКВ, що дорівнює 481,25 (таблиця В.3), очікувана економія витрат на виробництво електроенергії, що відповідає цьому оптимальному графіку, з округленням складає 10,7 млрд. грн. на рік.

З метою визначення очікуваного розміру винагороди для кожної обленерго, що приймають участь у Проекті, розраховано коефіцієнти їх участі у зміні графіка навантаження енергосистеми від існуючого до оптимального. Для розрахунку таких коефіцієнтів необхідно визначити дисперсію існуючого графіка навантаження енергосистеми, а також її графіка, штучно сформованого з врахуванням змін графіків навантаження окремо кожної з обленерго, що приймають участь у Проекті (від існуючого до «оптимального»). Пропорційно цим коефіцієнтам очікувана економія витрат енергосистеми має бути розподілена між відповідними обленерго. Результати цих розрахунків наведено у таблиці В.4.

Таблиця В.4 – Коефіцієнти участі обленерго у вирівнюванні графіків навантаження енергосистеми та розмір їх очікуваної винагороди

Обленерго	Дисперсія існуючого графіка навантаження ОЕС	Дисперсія графіка навантаження ОЕС, сформованого в результаті змінення графіка навантаження окремої облэнерго	Коефіцієнти участі обленерго у змінненні графіка навантаження ОЕС	Розмір очікуваної винагороди обленерго, млрд. грн. на рік
Київобленерго	1544078,667	1145458,37	0,258	2,344
Харківобленерго	1544078,667	726974,5435	0,529	4,806
Дніпрообленерго	1544078,667	1059517,152	0,313	2,850

В цьому прикладі зроблено припущення, що у кожній з обленерго, що розглядаються, на участь у Проекті погодилися дві групи споживачів: промислові та побутові. Для визначення «оптимальних» графіків навантаження цих груп споживачів окремо для кожної обленерго вирішувалась задача, цільова функція та обмеження якої в загальному вигляді наведено у підрозділі 3.5 (залежності (3.16) та (3.19)). Для вирішення цієї оптимізаційної задачі для кожної групи споживачів визначено максимальні та мінімальні величини електричного навантаження, яке вони можуть створювати (таблиця В.5).

Таблиця В.5 – Максимальні та мінімальні значення електричного навантаження груп споживачів, які приймають участь у Проекті

Обленерго	Група споживачів	Існуюче максимальне навантаження, МВт	Можливе максимальне навантаження, МВт	Існуюче мінімальне навантаження, МВт	Можливе мінімальне навантаження, МВт
Київобленерго	Промислові	184	185	139	140
	Побутові	495	500	342	350
Харківобленерго	Промислові	288	300	167	170
	Побутові	689	700	366	370
Дніпрообленерго	Промислові	2719	2700	2065	2000
	Побутові	1096	1000	565	500

Вирішення зазначеної оптимізаційної задачі здійснювалось, виходячи з визначених раніше «оптимальних» графіків електричного навантаження відповідних обленерго (таблиця В.3) та існуючих графіків навантаження груп споживачів, з застосуванням методу Хука-Дживса. Результат вирішення однієї з таких оптимізаційних задач наведено в таблиці В.6.

Таблиця В.6 – «Оптимальні» графіки навантаження груп споживачів, приєднаних до мереж Київобленерго, що приймають участь у Проекті

Год. доби	Графік навантаження Київобленерго	Графік навантаження промислових споживачів	Графік навантаження побутових	Графік навантаження всіх інших споживачів
1	833	185	500	148
2	833	185	500	148
3	833	185	500	148
4	840	185	500	155
5	839	185	500	154
6	853	185	500	168
7	662	140	350	172
8	663	140	350	173
9	641	140	350	151
10	647	140	350	157
11	667	140	350	177
12	664	140	350	174
13	660	140	350	170
14	666	140	350	176
15	674	140	350	184
16	668	140	350	178
17	671	140	350	181
18	645	140	350	155
19	645	140	350	155
20	630	140	350	140
21	625	140	350	135
22	639	140	350	149
23	738	151	442	145
24	833	185	500	148

З метою визначення очікуваного розміру винагороди для кожної групи споживачів, що приймають участь у Проекті, розраховано коефіцієнти їх участі у зміні графіка навантаження відповідної обленерго від існуючого до оптимального. Для розрахунку таких коефіцієнтів необхідно визначити дисперсію існуючого графіка навантаження обленерго, а також її графіка, штучно сформованого з врахуванням змін графіків навантаження окремо кожної з груп споживачів, що приймають участь у Проекті (від існуючого до «оптимального»). Пропорційно цим коефіцієнтам визначена раніше очікувана винагорода кожної обленерго (таблиця В.4) має бути розподілена між відповідними групами споживачів. Результати цих розрахунків наведено у таблиці В.7.

Таблиця В.7 – Коефіцієнти участі груп споживачів у змінні графіків навантаження відповідних обленерго та розмір очікуваної винагороди груп споживачів

Обленерго	Дисперсія існуючого графіка навантаження обленерго	Групи споживачів	Дисперсія графіка навантаження обленерго, сформованого в результаті зміння графіка навантаження групи споживачів	Коефіцієнти участі груп споживачів у змінні графіка навантаження обленерго	Розмір очікуваної винагороди груп споживачів, млрд. грн. на рік
Київобленерго	2716	Промислові	778	0,64	1,489
		Побутові	3632	0,36	0,845
Харківобленерго	18799	Промислові	4699	0,56	2,705
		Побутові	11429	0,44	2,101
Дніпрообленерго	16149	Промислові	28801	0,55	1,555
		Побутові	35642	0,45	1,294

Як зазначалося у підрозділі 3.5, для кожної групи споживачів, що приймають участь у Проекті, необхідно сформувати деякий набір «профілів» навантаження, тобто певну кількість проміжних графіків для поступового переходу від існуючих до оптимальних графіків навантаження. У цьому прикладі для кожної групи споживачів було сформовано чотири проміжні «профілі» навантаження. Зокрема, такі проміжні графіки навантаження, встановлені для промислових споживачів Київобленерго, наведено у таблиці В.8.

Виходячи з величини очікуваної винагороди, яку може одержати кожна група споживачів, що приймає участь у Проекті, у разі формування та підтримання нею відповідного «оптимального» графіка навантаження, необхідно визначити орієнтовний розмір винагороди для цієї групи за досягнення кожного зі встановлених для неї проміжних «профілів» навантаження. Оцінка величини такої винагороди одержана шляхом інтерполяції. Наприклад, визначення орієнтовного розміру винагороди для промислових споживачів Київобленерго за підтримання ними проміжних графіків навантаження здійснювалось з використанням рис. В.3.

Таблиця В.8 – Проміжні «профілі» електричного навантаження для групи промислових споживачів Київобленерго, МВт

Година доби	Існуючий графік	Профіль 1	Профіль 2	Профіль 3	Профіль 4	Оптимальний графік
1	144	153	161	169	177	185
2	145	153	161	169	177	185
3	143	152	160	169	177	185
4	148	155	162	170	177	185
5	139	148	157	166	175	185
6	143	151	160	168	176	185
7	144	143	142	141	140	140
8	148	146	145	143	142	140
9	165	160	155	150	145	140
10	175	168	161	154	147	140
11	180	172	164	156	148	140
12	180	172	164	156	148	140
13	177	170	163	155	148	140
14	182	173	165	156	148	140
15	184	175	166	157	149	140
16	175	168	161	154	147	140
17	166	161	156	151	145	140
18	156	153	150	147	144	140
19	149	148	146	144	142	140
20	142	142	141	141	141	140
21	140	140	140	140	140	140
22	140	140	140	140	140	140
23	143	145	146	148	149	151
24	146	154	161	169	177	185

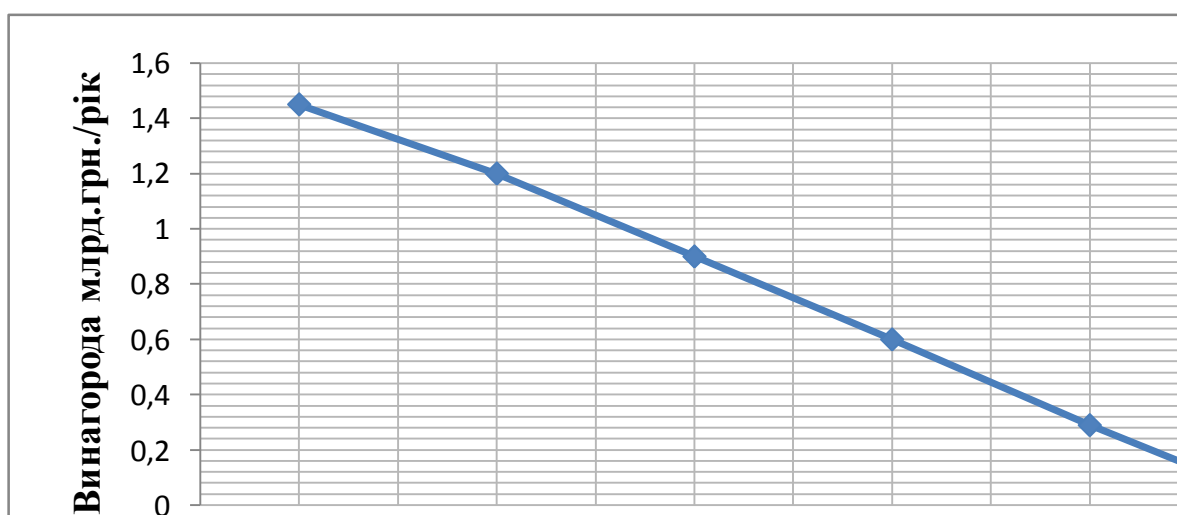


Рисунок В.3 – Оцінка орієнтовного розміру винагороди групи промислових споживачів Київобленерго за підтримання ними кожного з проміжних «профілів» електричного навантаження (таблиця В.8)

Аналогічним чином для всіх груп споживачів, що приймають участь у Проекті, були встановлені проміжні графіки електричного навантаження, а також

визначено орієнтовний розмір винагороди за формування та підтримання кожного з таких проміжних «профілів» навантаження. Після цього кожна електропостачальна організація, що приймає участь у Проекті, має надати відповідним групам «своїх» споживачів результати зазначених розрахунків.



## **Додаток Г**

### **Приклад функціонування механізму адресного управління режимами споживання електричної енергії в енергетичній системі (етапи планування й остаточних розрахунків)**

Цей приклад ілюструє виконання відповідного етапу побудови та функціонування зазначеного механізму управління згідно загального алгоритму та методологічних засад, наведених у підрозділах 3.4 та 3.5. Необхідні розрахунки здійснювались на підставі графіків електричного навантаження ОЕС України, окремих обленерго та груп споживачів, зафіксованих протягом зимового режимного дня 17.12.2014 року. Даний приклад базується також на припущеннях та результатах виконання підготовчого етапу функціонування механізму адресного управління режимами споживання електричної енергії в енергетичній системі, наведених у додатку В.

#### **Г.1. Етап планування**

Для виконання необхідних подальших розрахунків у цьому прикладі прийнято, що всі групи споживачів, що приймають участь у Проекті, вибрали один з запропонованих їм проміжних «профілів» електричного навантаження. Зокрема, група промислових споживачів, приєднаних до мереж Київобленерго, на відповідний плановий період (наприклад, місяць або квартал) обрала «профіль» навантаження № 4, а група побутових споживачів тієї ж обленерго – «профіль» навантаження № 3.

На підставі вибраних відповідними групами споживачів проміжних «профілів» навантаження, з урахуванням графіків попиту на електричну потужність всіх інших споживачів, конфігурація яких залишається незмінною, кожна з обленерго, що приймає участь у Проекті, формує свій плановий графік електричного навантаження. Результат формування таких графіків для всіх трьох

обленерго, що розглядаються, наведено у таблиці Г.1. Плановий графік навантаження Київобленерго показано також на рис. Г.1.

Таблиця Г.1 – Планові графіки електричного навантаження енергетичної системи та обленерго, що приймають участь у Проекті (МВт)

Година доби	Існуючий графік навантаження ОЕС	Плановий графік навантаження ОЕС	Плановий графік навантаження Київобленерго	Плановий графік навантаження Харківобленерго	Плановий графік навантаження Дніпрообленерго	Графік навантаження інших регіонів
1	14765	15138	802	979	3532	9825
2	14387	14802	782	956	3546	9518
3	14218	14653	775	946	3548	9384
4	14107	14537	775	945	3560	9257
5	14298	14704	774	948	3576	9406
6	14884	15258	782	975	3589	9912
7	16062	16033	683	840	3645	10865
8	16872	16503	706	831	3127	11839
9	16743	16401	696	872	3078	11755
10	16806	16448	704	879	3072	11793
11	17027	16637	715	869	3097	11956
12	17273	16714	710	870	3214	11920
13	17200	16656	705	873	3208	11870
14	17324	16760	713	865	3212	11970
15	17386	16848	717	870	3194	12067
16	17511	16959	697	873	3210	12179
17	17634	17149	696	877	3168	12408
18	17450	17021	677	874	3128	12342
19	17622	17315	698	868	3323	12426
20	17485	17152	688	870	3284	12310
21	17111	16801	677	852	3264	12008
22	16735	16321	679	825	3159	11658
23	16179	16047	733	860	3422	11032
24	15593	15724	795	937	3547	10445
Дисп.	<b>1544079</b>	<b>778639</b>				
СКВ	<b>1243</b>	<b>882.4</b>				

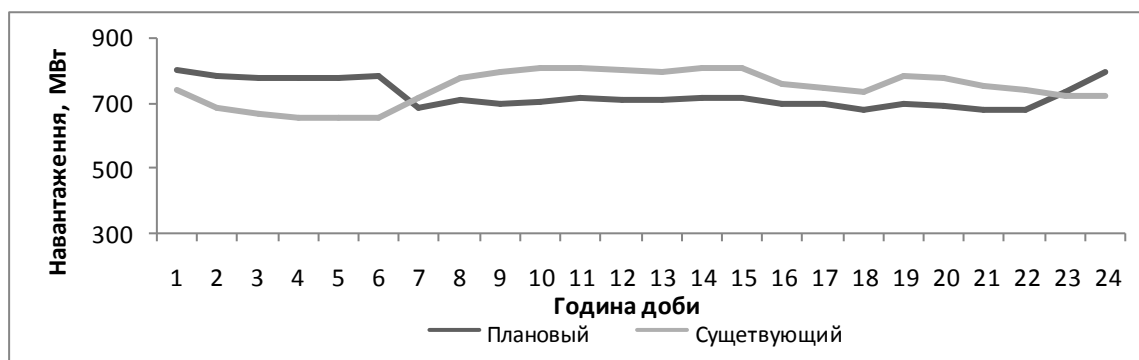


Рисунок Г.1 – Плановий та існуючий графіки електричного навантаження Київобленерго

Наведений в таблиці Г.1 плановий графік навантаження ОЕС побудовано шляхом складення планових графіків навантаження трьох обленерго, що приймають участь у Проекті, з урахуванням попиту на електричну потужність всіх інших регіонів. Результат побудови планового графіка ОЕС представлено також на рис. Г.2.

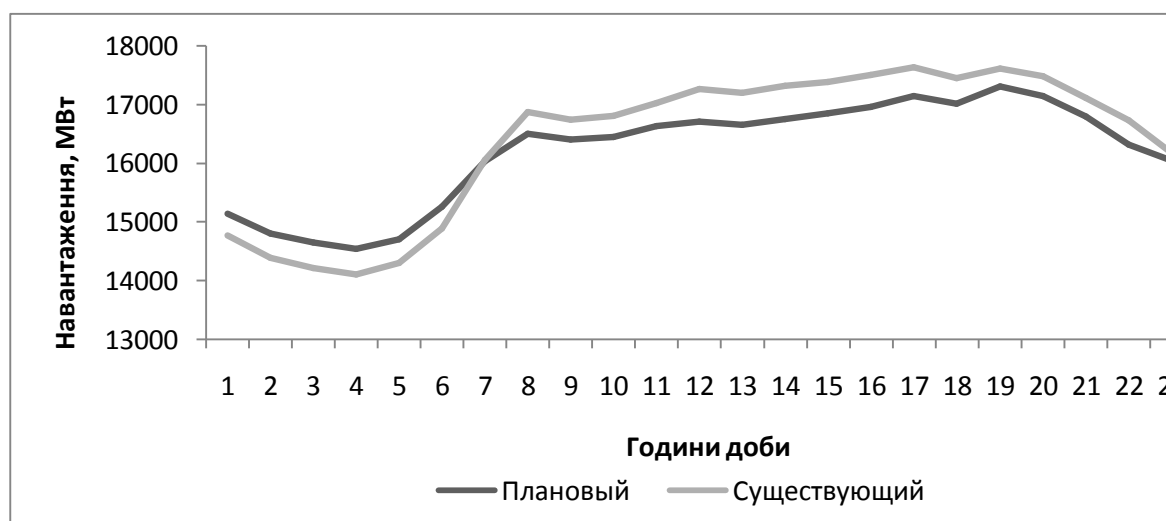


Рисунок Г.2 – Існуючий та плановий графіки електричного навантаження ОЕС

Для визначення економії річних витрат ОЕС на виробництво електроенергії, яка може бути досягнута, якщо добові графіки її навантаження будуть плановими (рис. Г.2), застосовано ту ж регресійну залежність між величиною цієї економії і СКВ графіка навантаження енергосистеми, яка наведена на рис. В.2 і використовувалась раніше (додаток В) для оцінки економії річних витрат на виробництво електроенергії за умови підтримання оптимальних графіків навантаження.

СКВ планового добового графіка навантаження енергосистеми складає 882.4 (таблиця Г.1). Застосовуючи зазначену регресійну залежність (рис. В.2), можна визначити, що планова економія витрат енергосистеми, яка відповідає плановому графіку її навантаження, з округленням складає 5,1 млрд. грн. на рік.

З метою визначення розміру планової винагороди для кожної обленерго, що приймають участь у Проекті, розраховано коефіцієнти їх участі у зміні графіка навантаження енергосистеми від існуючого до планового. Для розрахунку таких коефіцієнтів необхідно визначити дисперсію існуючого графіка навантаження енергосистеми, а також її графіка, штучно сформованого з врахуванням змін графіків навантаження окремо кожної з обленерго, що приймають участь у Проекті (від існуючого до планового). Пропорційно цим коефіцієнтам планова економія витрат енергосистеми має бути розподілена між відповідними обленерго. Результати цих розрахунків наведено у таблиці Г.2.

Таблиця Г.2 – Коефіцієнти участі обленерго у плановому вирівнюванні графіків навантаження енергосистеми та розмір їх планової винагороди

Обленерго	Дисперсія існуючого графіка навантаження ОЕС	Дисперсія графіка навантаження ОЕС, сформованого в результаті змін графіка навантаження окремої обленерго	Планові коефіцієнти участі обленерго у зміні графіка навантаження ОЕС	Розмір планової винагороди обленерго, млрд. грн. на рік
Київобленерго	1544078,667	1352540,346	0,124	1,143
Харківобленерго	1544078,667	1145984,060	0,257	2,376
Дніпрообленерго	1544078,667	1282871,130	0,169	1,559

Для визначення розміру планової винагороди для кожної групи споживачів, що приймають участь у Проекті, розраховано коефіцієнти їх участі у зміні графіка навантаження відповідної обленерго від існуючого до планового. Для розрахунку таких коефіцієнтів необхідно визначити дисперсію існуючого графіка навантаження обленерго, а також її графіка, штучно сформованого з врахуванням змін графіків навантаження окремо кожної з груп споживачів, що приймають участь у Проекті (від існуючого до планового). Пропорційно цим коефіцієнтам визначена раніше планова винагорода кожної обленерго (таблиця Г.2) має бути

розподілена між відповідними групами споживачів. Результати цих розрахунків наведено у таблиці Г.3.

Таблиця Г.3 – Коефіцієнти участі груп споживачів у зміненні графіків навантаження відповідних обленерго та розмір планової винагороди груп споживачів

Обленерго	Дисперсія існуючого графіка навантаження обленерго	Групи споживачів	Дисперсія графіка навантаження обленерго, сформованого в результаті змінення графіка навантаження групи споживачів	Планові коефіцієнти участі груп споживачів у зміненні графіка навантаження обленерго	Розмір планової винагороди груп споживачів, млрд. грн. на рік
Київобленерго	2716	Промислові	991	0,63	0,397
		Побутові	722	0,73	0,460
Харківобленерго	18799	Промислові	15858	0,16	0,198
		Побутові	6897	0,79	1,427
Дніпрообленерго	16149	Промислові	21148	0,31	0,474
		Побутові	23452	0,45	0,692

Результати розрахунку величин планової винагороди (таблиця Г.3), яку можуть одержати групи споживачів, що приймають участь у Проекті, у разі формування та підтримання ними планових графіків електричного навантаження, кожна з обленерго має повідомити відповідним споживачам, що приєднані до її мереж.

## Г.2. Етап остаточних розрахунків

Цей етап функціонування механізму адресного управління режимами споживання електричної енергії в енергетичній системі починається з того, що після завершення планового періоду кожна група споживачів, що приймає участь у Проекті, має надати відповідній обленерго фактичний графік свого електричного навантаження. Наприклад, фактичні графіки попиту на електричну потужність групи промислових споживачів Київобленерго, що приймають участь у Проекті, мають конфігурацію, наведену на рис. Г.3.



Рисунок Г.3 – Плановий та фактичний графіки електричного навантаження промислових споживачів Київобленерго

Так само як і на етапі планування, на підставі фактичних «профілів» навантаження відповідних груп споживачів, з урахуванням графіків попиту на електричну потужність всіх інших споживачів, що не приймають участь у Проекті, кожна з обленерго, формує свій фактичний графік електричного навантаження. Результат формування таких графіків для всіх трьох обленерго, що розглядаються, наведено у таблиці Г.4. Плановий графік навантаження Київобленерго показано також на рис. Г.4.

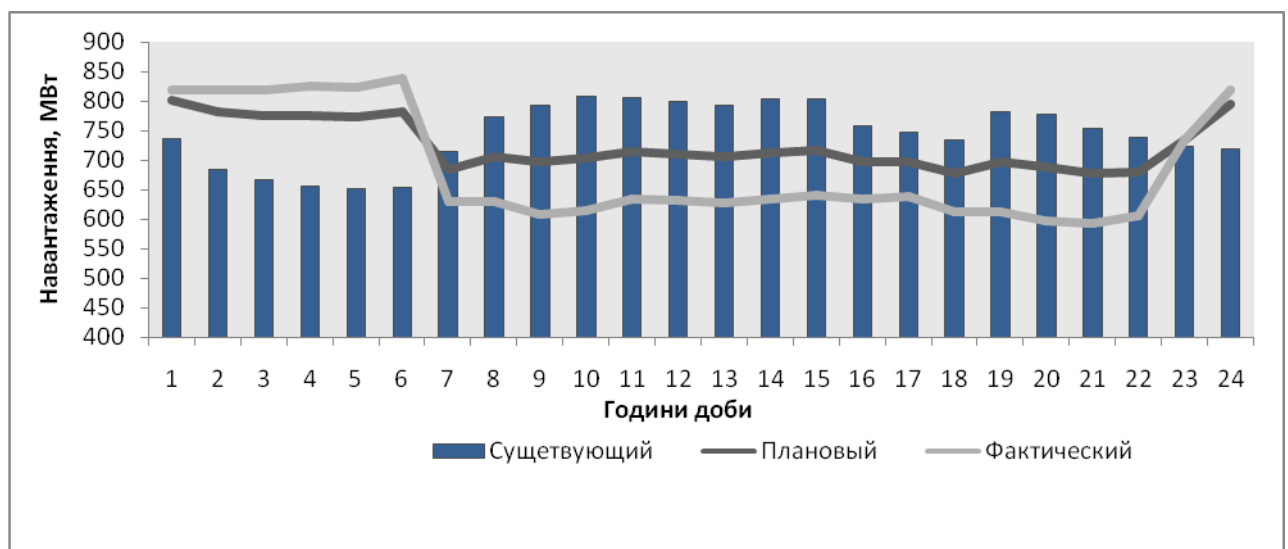


Рисунок Г.4 – Існуючий, плановий та фактичний графіки електричного навантаження Київобленерго

Таблиця Г.4 – Фактичні графіки електричного навантаження енергетичної системи та обленерго, що приймають участь у Проекті (МВт)

Година доби	Існуючий графік навантаження ОЕС	Фактич. графік навантаження ОЕС	Фактичний графік навантаження Київобленерго	Фактичний графік навантаження Харківобленерго	Фактичний графік навантаження Дніпрообленерго	Графік навантаження інших регіонів
1	14765	14987	818	812	3532	9825
2	14387	14669	818	787	3546	9518
3	14218	14522	818	772	3548	9384
4	14107	14429	825	787	3560	9257
5	14298	14597	824	791	3576	9406
6	14884	15179	838	840	3589	9912
7	16062	15962	629	823	3645	10865
8	16872	16484	630	888	3127	11839
9	16743	16379	608	938	3078	11755
10	16806	16433	614	954	3072	11793
11	17027	16648	634	961	3097	11956
12	17273	16726	631	961	3214	11920
13	17200	16677	627	972	3208	11870
14	17324	16795	633	980	3212	11970
15	17386	16890	641	988	3194	12067
16	17511	17049	635	1025	3210	12179
17	17634	17256	638	1042	3168	12408
18	17450	17115	612	1033	3128	12342
19	17622	17370	612	1009	3323	12426
20	17485	17199	597	1008	3284	12310
21	17111	16860	592	996	3264	12008
22	16735	16372	606	949	3159	11658
23	16179	16119	735	930	3422	11032
24	15593	15700	818	890	3547	10445
Дисп.	<b>1544079</b>	<b>908429</b>				
СКВ	<b>1243</b>	<b>953</b>				

Наведений в таблиці Г.4 фактичний графік навантаження ОЕС побудовано шляхом складення фактичних графіків навантаження трьох обленерго, що приймають участь у Проекті, з урахуванням попиту на електричну потужність всіх інших регіонів. Результат побудови фактичного графіка ОЕС представлено також на рис. Г.5.

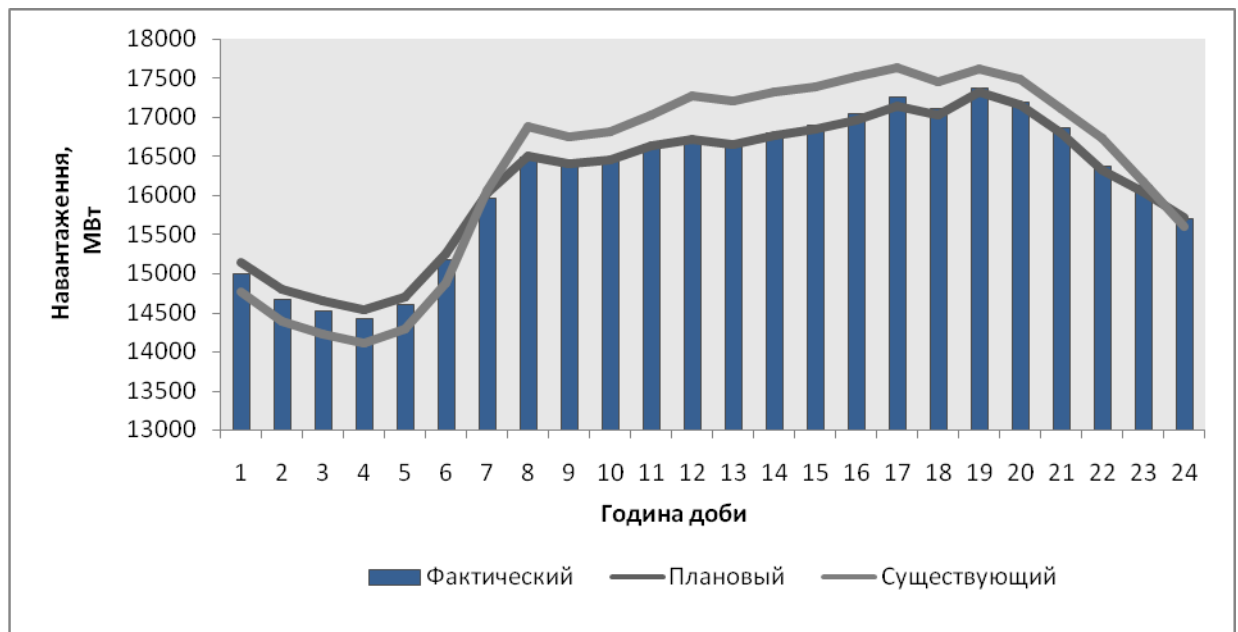


Рисунок Г.5 – Існуючий, плановий та фактичний графіки електричного навантаження ОЕС

Для визначення економії річних витрат ОЕС на виробництво електроенергії, яка відповідає фактичним добовим графікам її навантаження (рис. Г.5), тобто була реально досягнута, застосовано регресійну залежність між величиною цієї економії та СКВ графіка навантаження енергосистеми, яка наведена на рис. В.2 (додаток В) і використовувалась раніше для оцінки економії річних витрат на виробництво електроенергії за умови підтримання оптимальних, а також планових графіків навантаження.

СКВ фактичного добового графіка навантаження енергосистеми дорівнює 953 (таблиця Г.4). Застосовуючи зазначену регресійну залежність (рис. В.2), можна визначити, що фактична економія витрат енергосистеми, яка відповідає фактичному графіку її навантаження, з округленням складає 4,1 млрд. грн. на рік.

З метою визначення розміру фактичної винагороди для кожної обленерго, що приймають участь у Проекті, розраховано коефіцієнти їх участі у змінненні графіка навантаження енергосистеми від існуючого до фактично досягнутого. Для розрахунку таких коефіцієнтів необхідно визначити дисперсію існуючого графіка навантаження енергосистеми, а також її графіка, штучно сформованого з врахуванням змінення графіків навантаження окремо кожної з обленерго, що приймають участь у Проекті (від існуючого до фактично досягнутого).



Пропорційно цим коефіцієнтам фактична економія витрат енергосистеми має бути розподілена між відповідними обленерго. Результати цих розрахунків наведено у таблиці Г.5.

Таблиця Г.5 – Коефіцієнти участі обленерго у фактичному вирівнюванні графіків навантаження енергосистеми та розмір їх фактичної винагороди

Обленерго	Дисперсія існуючого графіка навантаження ОЕС	Дисперсія графіка навантаження ОЕС, сформованого в результаті змінення графіка навантаження окремої облэнерго	Фактичні коефіцієнти участі обленерго у зміненні графіка навантаження ОЕС	Розмір фактичної винагороди обленерго, млрд. грн. на рік
Київобленерго	1544078,667	1237478,33	0,265	1,817
Харківобленерго	1544078,667	1420378,60	0,198	0,733
Дніпрооблэнерго	1544078,667	908428,911	0,169	1,548

Для визначення розміру фактичної винагороди для кожної групи споживачів, що приймають участь у Проекті, розраховано коефіцієнти їх участі у зміненні графіка навантаження відповідної обленерго від існуючого до фактично досягнутого. Для розрахунку таких коефіцієнтів необхідно визначити дисперсію існуючого графіка навантаження обленерго, а також її графіка, штучно сформованого з врахуванням змінення графіків навантаження окремо кожної з груп споживачів, що приймають участь у Проекті (від існуючого до фактично досягнутого). Пропорційно цим коефіцієнтам визначена раніше фактична винагорода кожної обленерго (таблиця Г.5) має бути розподілена між відповідними групами споживачів. Результати цих розрахунків наведено у таблиці Г.6.

Результати розрахунку величин фактичної винагороди (таблиця Г.6), яку мають одержати групи споживачів, що приймають участь у Проекті, за формування та підтримання ними відповідних фактичних графіків електричного навантаження, кожна з обленерго має повідомити цим споживачам. Після чого у встановленому порядку повинні бути проведені всі необхідні взаєморозрахунки між оптовим постачальником електроенергії та обленерго, що приймають участь у Проекті, а також між цими електропостачальними організаціями (обленерго) та відповідними групами споживачів електричної енергії.

Таблиця Г.6 – Коефіцієнти участі груп споживачів у змінні графіків навантаження відповідних обленерго та розмір фактичної винагороди груп споживачів

Обленерго	Дисперсія існуючого графіка навантаження обленерго	Групи споживачів	Дисперсія графіка навантаження обленерго, сформованого в результаті зміння графіка навантаження групи споживачів	Фактичні коефіцієнти участі груп споживачів у змінні графіка навантаження обленерго	Розмір фактичної винагороди груп споживачів, млрд. грн. на рік
Київобленерго	2716	Промислові	709	0,738	1,112
		Побутові	1474	0,457	0,694
Харківобленерго	18799	Промислові	14806	0,212	0,166
		Побутові	5201	0,723	0,566
Дніпрообленерго	16149	Промислові	21148	0,309	0,629
		Побутові	23452	0,452	0,918

## Додаток Д

**Приклад експертного оцінювання найбільш ймовірних інтервалів  
значень нечітко визначених виробничих показників**

Вирішення зазначеної задачі з застосуванням експертного опитування та методів нечіткої логіки може бути продемонстровано на прикладі визначення найбільш ймовірних інтервалів можливих значень коефіцієнтів завантаження технологічного обладнання одного з підрозділів підприємства з виробництва кабельно-провідникової продукції. Склад обладнання даного підрозділу наведено в таблиці Д.1.

Таблиця Д.1 – Обробка результатів опитування експертів

№ з/п	Найменування обладнання	Рівень можливих значень нечіткого показника	Суб'єктивна ймовірність оцінок експертів						Загальний результат
			Експерт 1	Експерт 2	Експерт 3	Експерт 4	Експерт 5	Експерт 6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Прес пакетувальний № 2,3	0,4	0,2	0,3	0,2	0,38	0,38	0,65	0,351667
		0,5	0,3	0,42	0,3	0,5	0,5	0,12	0,356667
		0,6	0,52	0,72	0,5	1	1	0,05	<b>0,631667</b>
		0,7	1	0,72	1	0,5	0,5	0,03	<b>0,625</b>
		0,8	0,52	0,4	0,5	0,38	0,38	0,32	0,416667
2	Прес пакетувальний	0,4	0,38	0,2	0,46	0,34	0,32	0,38	0,346667
		0,5	0,5	0,3	0,76	0,42	0,48	0,5	0,493333
		0,6	1	0,5	0,82	0,72	0,88	1	<b>0,82</b>
		0,7	0,5	1	0,42	0,84	0,68	0,5	<b>0,656667</b>
		0,8	0,38	0,5	0,28	0,48	0,42	0,38	0,406667
3	Транспортер стрічковий	0,4	0,34	0,12	0,34	0,28	0,5	0,34	0,32
		0,5	0,5	0,18	0,5	0,41	1	0,5	0,515
		0,6	1	0,32	1	0,82	0,5	1	<b>0,773333</b>
		0,7	0,5	0,82	0,5	0,68	0,28	0,5	<b>0,546667</b>
		0,8	0,34	0,66	0,34	0,4	0,18	0,34	0,376667
4	Освітлення ДРЛ <sup>1</sup>	0,7	0,2	0,65	0,34	0,34	0,22	0,2	0,325
		0,8	0,3	0,82	0,72	0,72	0,32	0,3	0,53
		0,9	0,5	0,25	0,72	0,72	0,58	0,5	<b>0,545</b>
		1	1	0,12	0,84	0,84	0,92	1	<b>0,786667</b>
		1,1	0,5	0,08	0,48	0,48	0,48	0,5	0,42
5	Кран-балка Q=3,2т №19	0,2	0,2	0,35	0,2	0,19	0,2	0,32	0,243333
		0,3	0,3	0,68	0,3	0,23	0,3	0,48	0,381667
		0,4	0,5	0,8	0,5	0,45	0,5	0,88	<b>0,605</b>
		0,5	1	0,39	1	0,95	1	0,68	<b>0,836667</b>
		0,6	0,5	0,23	0,5	0,55	0,5	0,42	0,45

Продовження таблиці Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Конвеєр розливальний № 1	0,4	0,2	0,38	0,22	0	0	0,22	0,17
		0,5	0,3	0,5	0,32	0	0	0,42	0,256667
		0,6	0,5	1	0,6	0	0	0,72	0,47
		0,7	1	0,5	0,85	0,5	0,5	0,92	<b>0,711667</b>
		0,8	0,5	0,38	0,48	1	1	0,48	<b>0,64</b>
7	Повітродувка № 1, №2	0,3	0	0	0,22	0,2	0,38	0,22	0,17
		0,4	0	0	0,42	0,3	0,5	0,32	0,256667
		0,5	0	0	0,72	0,5	1	0,6	0,47
		0,6	0,5	0,5	0,92	1	0,5	0,85	<b>0,711667</b>
		0,7	1	1	0,48	0,5	0,38	0,48	<b>0,64</b>
8	Краплевловлювач	0,4	0,5	0,22	0,5	0,2	0,28	0,2	0,316667
		0,5	1	0,32	1	0,3	0,42	0,3	0,556667
		0,6	0,5	0,6	0,5	0,5	0,72	0,5	<b>0,553333</b>
		0,7	0,25	0,85	0,25	1	0,84	1	<b>0,698333</b>
		0,8	0,15	0,48	0,15	0,5	0,48	0,5	0,376667
9	Димосос №1, №2	0,5	0	0,2	0,2	0	0	0	0,066667
		0,6	0	0,3	0,3	0	0,13	0	0,121667
		0,7	0	0,5	0,5	0	0,25	0	0,208333
		0,8	0,5	1	1	0,5	0,72	0,5	<b>0,703333</b>
		0,9	1	0,5	0,5	1	0,72	1	<b>0,786667</b>
10	Насос прямка	0,2	0,3	0,1	0,2	0,2	0,5	0,2	0,25
		0,3	0,4	0,13	0,3	0,3	1	0,3	0,405
		0,4	0,72	0,25	0,5	0,5	0,5	0,5	<b>0,495</b>
		0,5	0,72	0,72	1	1	0,25	1	<b>0,781667</b>
		0,6	0,4	0,72	0,5	0,5	0,15	0,5	0,461667
11	Маслостанція	0,5	0	0	0,08	0	0	0	0,013333
		0,6	0	0	0,12	0	0	0	0,02
		0,7	0	0	0,22	0	0	0	0,036667
		0,8	0,5	0,5	0,72	0,5	0,5	0,5	<b>0,536667</b>
		0,9	1	1	0,82	1	1	1	<b>0,97</b>
12	Зварювальний пост	0,1	0,5	0,5	0,4	0,4	0,78	0,5	0,513333
		0,2	1	1	0,73	0,73	0,78	1	<b>0,873333</b>
		0,3	0,5	0,5	0,73	0,73	0,25	0,5	<b>0,535</b>
		0,4	0,25	0,25	0,4	0,4	0,1	0,25	0,275
		0,5	0,15	0,15	0,28	0,28	0,08	0,15	0,181667
13	Кран-балка Q=3,2 т № 15	0,3	0,2	0,35	0,2	0,19	0,2	0,32	0,243333
		0,4	0,3	0,68	0,3	0,23	0,3	0,48	0,381667
		0,5	0,5	0,8	0,5	0,45	0,5	0,88	<b>0,605</b>
		0,6	1	0,39	1	0,95	1	0,68	<b>0,836667</b>
		0,7	0,5	0,23	0,5	0,55	0,5	0,42	0,45
14	Освітлення лампи ЛД <sup>1</sup>	0,7	0,2	0	0,2	0,2	0,38	0,2	0,196667
		0,8	0,3	0	0,3	0,3	0,5	0,3	0,283333
		0,9	0,5	0	0,5	0,5	1	0,5	0,5
		1	1	0,5	1	1	0,5	1	<b>0,833333</b>
		1,1	0,5	1	0,5	0,5	0,38	0,5	<b>0,563333</b>
15	Освітлення лампи розжарювання <sup>1</sup>	0,5	0,2	0,65	0,34	0,34	0,22	0,2	0,325
		0,6	0,3	0,82	0,72	0,72	0,32	0,3	0,53
		0,7	0,5	0,25	0,72	0,72	0,58	0,5	<b>0,545</b>
		0,8	1	0,12	0,84	0,84	0,92	1	<b>0,786667</b>
		0,9	0,5	0,08	0,48	0,48	0,48	0,5	0,42

Примітка. <sup>1</sup>З урахуванням пуско-регулюючої апаратури.

З метою знаходження найбільш ймовірних інтервалів можливих значень коефіцієнтів завантаження цього обладнання проведено опитування групи експертів з 6 осіб, до складу якої ввійшли лінійні менеджери та експлуатаційний персонал підрозділу, що розглядається. Кожен з експертів одержав анкету, в якій для кожного виду обладнання зазначено діапазон можливих значень коефіцієнта його завантаження, поділений на чотири інтервали. Тобто для кожного з нечітко визначених коефіцієнтів завантаження було встановлено п'ять можливих рівнів його величини. Зазначені рівні значень коефіцієнта завантаження кожного з видів обладнання являють собою певну шкалу (кількість шкал дорівнює кількості видів обладнання, що розглядається).

Кожному з експертів було запропоновано на кожній з таких шкал вертикальним відрізком позначити числову величину, яку, на його думку, має реальний середній коефіцієнт завантаження відповідного обладнання. Приклад такого оцінювання одним з експертів фактичного значення коефіцієнту завантаження одного з видів обладнання наведено на рис. Д.1.

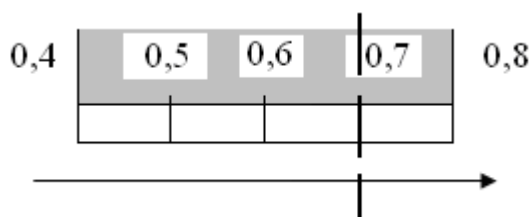


Рисунок Д.1 – Приклад оцінювання експертом фактичної величини коефіцієнта завантаження одного з видів обладнання

З метою визначення найбільш ймовірних інтервалів значень коефіцієнтів завантаження всіх видів виробничого обладнання підрозділу заповнені експертами анкети відповідним чином обробляються. Так як індивідуальні результати опитування значною мірою мають суб'єктивний характер, обробка анкет експертів полягає в узагальненні думок всіх експертів з питання, що досліджується. Узагальнення думок експертів здійснюється на основі оцінки кожним з них суб'єктивної імовірності того, що реальний коефіцієнт завантаження того чи іншого виду обладнання має певне числове значення. Для визначення невідомих рівнів такої суб'єктивної імовірності було побудовано сімейство з п'яти кусково-лінійних функцій належності нечіткого параметру, що

розглядається, – коефіцієнту завантаження обладнання. Приклад визначення суб'єктивної ймовірності збігу оцінки коефіцієнта завантаження одного з видів обладнання, зробленої одним з експертів, з можливими рівнями значень цього коефіцієнту наведено на рис. Д.2.

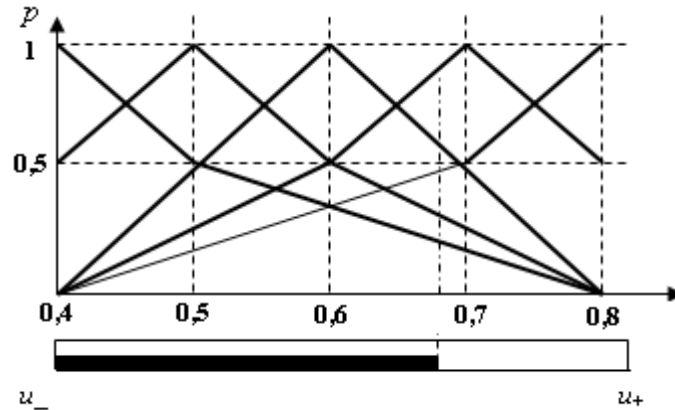


Рисунок Д.2 – Визначення суб'єктивної ймовірності збігу експертної оцінки коефіцієнта завантаження одного з видів обладнання з можливими рівнями значень цього коефіцієнту

За результатом оцінки одним з експертів реального значення коефіцієнта завантаження даного обладнання (рис. Д.2) на підставі відповідних кусково-лінійних функцій належності знаходимо п'ять значень суб'єктивної ймовірності збігу оцінки експерта з кожним можливим рівнем його величини. Для рівня можливого значення коефіцієнта завантаження 0,4 ця суб'єктивна ймовірність складає 0,2; для рівня 0,5–0,3; для рівня 0,6–0,52; для рівня 0,7–1; для рівня 0,8–0,52. Аналогічним чином були оброблені результати опитування всіх інших експертів (таблиця Д1).

На підставі отриманих таким чином індивідуальних суб'єктивних ймовірностей визначено узагальнені (середні) суб'єктивні ймовірності збігу оцінок експертів з кожним можливим рівнем величини коефіцієнтів завантаження всіх видів виробничого обладнання, що розглядаються. Результати такого узагальнення думок експертів також наведено в таблиці Д.1. Використовуючи розраховані середні суб'єктивні ймовірності, для кожного виду обладнання було визначено найбільш ймовірний рівень значення реального коефіцієнта його завантаження, а також найбільш ймовірний інтервал, у якому міститься дійсна

величина цього коефіцієнта (таблиця Д.2).

Таблиця Д.2 – Результати визначення найбільш ймовірних інтервалів значень нечітких показників роботи виробничого обладнання

№ з/п	Найменування обладнання	Встановлена потужність одиниці обладнання, кВт	Найбільш ймовірний інтервал значень коефіцієнта завантаження	Найбільш ймовірний інтервал значень тривалості роботи, год./рік
<b>Відділення алюмінієвих сплавів</b>				
<i><b>Шихтопідготовка алюмінієвого лому</b></i>				
<i><b>Технологічне обладнання</b></i>				
1	Прес пакетувальний №2,3	22	0,6–0,7	2200–3500
2	Прес пакетувальний	18	0,6–0,7	2200–3500
3	Транспортер стрічковий	2,2	0,6–0,7	2200–3500
<i><b>Допоміжне обладнання</b></i>				
4	Освітлення (лампи ДРЛ)	0,4	0,9–1,0	2200–3500
5	Кран-балка Q=3,2т №19	4	0,4–0,5	400–900
<i><b>Плавлення алюмінію (продукція - алюмінієві чушки)</b></i>				
<i><b>Технологічне обладнання</b></i>				
6	Конвеєр розливальний № 1	7,5	0,7–0,8	500–1300
7	Повітродувка № 1, № 2	15	0,6–0,7	2300–3600
8	Краплевловлювач	3	0,6–0,7	550–1300
9	Димосос № 1, № 2	75	0,8–0,9	2300–3600
10	Насос прямка	3	0,4–0,5	550–1300
11	Маслостанція	7,5	0,8–0,9	4500–7000
12	Зварювальний пост	20	0,2–0,3	450–800
<i><b>Допоміжне обладнання</b></i>				
13	Кран-балка Q=3,2 т № 15	4	0,5–0,6	900–1800
14	Освітлення (лампи ЛД)	0,4	1,0–1,1	2200–3800
15	Освітлення (лампи розжарювання)	0,5	0,7–0,8	2200–3800

Аналогічна процедура експертного опитування була проведена також для визначення найбільш ймовірних інтервалів тривалості роботи кожного виду обладнання протягом року. Одержані результати цього опитування також наведено в таблиці Д.2.

## Додаток Е

### **Приклад побудови та функціонування системи оперативного контролю ефективності використання електричної енергії на компресорній станції**

Створення та функціонування системи оперативного контролю ефективності використання електричної енергії на будь-якому виробничому об'єкті починається з побудови достатньо адекватної математичної моделі обсягу споживання електроенергії. Процес побудови математичної моделі електроспоживання можна проілюструвати на прикладі компресорної станції промислового підприємства.

На основі даних відповідної довідкової літератури а також думок відповідних експертів було встановлено, основними чинниками, які найбільш суттєво впливають на зміну обсягу електроспоживання компресорної станції є:

- обсяг виробництва стисненого повітря;
- тиск повітря, що подається до повітропроводу;
- температура зовнішнього повітря, що надходить до компресорів.

З метою побудови математичної моделі споживання електричної енергії на компресорній станції, яка б достатньо точно відображала зміну обсягу її витрати в залежності від числових величин зазначених чинників, було визначено характер та ступінь їх впливу на електроспоживання. Для цього на підставі відповідних статистичних даних (таблиця Е.1) були розраховані величини емпіричного кореляційного відношення та коефіцієнта парної кореляції між значеннями наведених вище чинників та обсягами споживання електроенергії (таблиця Е.2).



Таблиця Е.1 – Статистичні дані для побудови математичної моделі електроспоживання компресорної станції

Номер доби	Чинники			Залежна змінна
	Обсяг виробництва стисненого повітря $Q$ , $\text{м}^3/\text{добу}$	Тиск повітря на діафрагмі повітропроводу $p$ , атм	Температура повітря, що подається $T$ , $^{\circ}\text{C}$	Обсяг споживання електроенергії по станції $W$ , кВт·год/добу
1	189216	4	28	17512
2	213980	6,3	30	18005,3
3	217675	6,3	30	17769,8
4	176453	3,78	30	13095,9
5	145999	3,03	30	10629,5
6	157015	3,2	27	12282,7
7	161745	3,55	22	15805,1
8	217982	4,8	22	18968,7
9	160960	4,7	23	18893,4
10	220108	4,5	23	19811,8
11	164555	2,63	23	18679,1
12	217750	4,15	23	12599,9
13	165352	2,63	18	14164,3
14	176156	3,23	14	17992,2
15	201484	3,23	14	16204,7
16	243195	6,1	14	17393
17	291367	6,1	11	17606,6
18	224455	3,58	11	19315,7
19	211778	3,55	11	17440,1
20	214575	3,38	13	18901,7
21	239012	4	18	21799,1
22	211002	4,45	18	18595,5
23	198609	3,85	20	16374,4
24	136065	3,07	20	15181,6
25	98400	2,53	20	7814,6
26	91517	2,25	20	10505,4
27	97797	2,43	20	10589,3
28	110489	2,6	14	10300,2
29	113753	2,6	13	10891,7
30	113445	2,6	13	12579,9
31	148536	3,6	13	15207,1

Таблиця Е.2 – Значення показників тісноти статистичного зв'язку

Назва параметрів	Назва показника		
	Емпіричне кореляційне відношення $\eta_{y/x}$	Коефіцієнт кореляції $r_{yx}$	Середньоквадратичне відхилення $\sigma_{r_{yx}}$
Обсяг споживання електроенергії і обсяг виробництва стисненого повітря	0,834	0,775	0,072
Обсяг споживання електроенергії і тиск повітря на діафрагмі повітроводу	0,735	0,577	0,12
Обсяг споживання електроенергії і температура повітря, що подається	0,418	-0,082	0,178

Аналізуючи результати розрахунків, наведені в таблиці Е.2, можна прийняти гіпотезу про лінійний характер зв'язку між обсягом електроспоживання та обсягом виробництва стисненого повітря, а також між обсягом витрати електроенергії і тиском повітря на діафрагмі повітроводу. Однак, що стосується залежності обсягу електроспоживання від температури повітря, що надходить до компресорів, гіпотеза про лінійність зв'язку між цими параметрами має бути відхилена. Тому необхідно додатково дослідити характер впливу температури повітря на обсяг споживання електроенергії на компресорній станції. Для дослідження форм статистичного зв'язку між зазначеними двома показниками розглянуто 10 типових функцій парної регресії (таблиця Е.3).

Як свідчать дані таблиці Е.3, найкращим рівнянням парної регресії між обсягом споживання електроенергії на компресорній станції і температурою повітря, що надходить до компресорів, є залежність  $\bar{W}_T = 158685742,6e^{-T} + 15257,67$ , при використанні якої залишкова дисперсія моделювання має найменшу величину.

Таблиця Е.3 – Дослідження характеру зв'язку між факторними змінними

№ з/п	Вигляд вихідного рівняння парної регресії	Рівняння парної регресії з визначеними параметрами за методом найменших квадратів	Залишкова дисперсія
1	$\bar{y}_x = ax^2 + bx + c$	$\bar{W}_T = 5,767T^2 - 283,225T + 18697,26$	12052663
2	$\bar{y}_x = \frac{k}{x} + b$	$\bar{W}_T = \frac{21030,78}{T} + 14388,015$	12029847
3	$\bar{y}_x = ke^{-x} + b$	$\bar{W}_T = 158685742,6e^{-T} + 15257,67$	11579297
4	$\bar{y}_x = k \lg x + b$	$\bar{W}_T = 2381,117 \lg T + 18600,557$	12066778,49
5	$\bar{y}_x = \frac{1}{\frac{a}{x} + b}$	$\bar{W}_T = \frac{1}{\frac{0,000116}{T} + 7,479 \cdot 10^{-5}}$	12852892
6	$\bar{y}_x = \frac{1}{ke^{-x} + b}$	$\bar{W}_T = \frac{1}{-0,833e^{-T} + 6,993 \cdot 10^{-5}}$	12368669,05
7	$\bar{y}_x = ax^\alpha$	$\bar{W}_T = 18745,522T^{-0,073}$	12253513
8	$\bar{y}_x = ae^{kx}$	$\bar{W}_T = 15142,13e^{-9,61 \cdot 10^{-6}T}$	12367202
9	$\bar{y}_x = be^{\frac{k}{x}}$	$\bar{W}_T = 15134,783e^{\frac{0,005}{T}}$	12366609
10	$\bar{y}_x = ae^{\alpha x^2 + \beta x}$	$\bar{W}_T = 20286,077e^{0,00061T^2 - 0,279T}$	12246618

Визначення остаточної математичної моделі обсягу електроспоживання компресорної станції в залежності від усіх чинників, що на нього впливають, здійснювалось з використанням методології побудови багатофакторних рівнянь лінійної регресії, тому для врахування у такій моделі температури повітря було проведено заміну цієї незалежної змінної на проміжну змінну  $z$ , числові значення якої розраховуються за формулою:  $z = 158685742,6e^{-T} + 15257,67$ .

Для побудови багатофакторної математичної моделі електроспоживання компресорної станції замість вихідних значень показників  $Q$ ,  $p$ ,  $z$  та  $W$  (таблиця Е.1) використовувались відповідні стандартизовані величини  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$  і  $t_W$  (таблиця Е.4).

Таблиця Е.4 – Стандартизовані значення вихідних даних

№ з/п	Чинники			Залежна змінна
	$t_1$	$t_2$	$t_3$	$t_w$
1	0,2220193	0,2031002	-0,414553641	0,554331632
2	0,7303861	2,1922549	-0,414553763	0,695705302
3	0,8062388	2,1922549	-0,414553763	0,628213919
4	-0,039985	0,0128333	-0,414553763	-0,711267934
5	-0,665159	-0,635804	-0,414553763	-1,418107628
6	-0,439018	-0,48878	-0,414553396	-0,944320983
7	-0,341918	-0,186082	-0,414496453	0,065155232
8	0,812541	0,8949801	-0,414496453	0,971803811
9	-0,358033	0,8084951	-0,414532692	0,950223763
10	0,8561845	0,6355252	-0,414532692	1,213425829
11	-0,284233	-0,981744	-0,414532692	0,888808037
12	0,8077784	0,3328277	-0,414532692	-0,853415391
13	-0,267872	-0,981744	-0,411423692	-0,405077727
14	-0,046082	-0,462834	-0,243656617	0,691951005
15	0,4738625	-0,462834	-0,243656617	0,179675643
16	1,3301252	2,0192849	-0,243656617	0,520227706
17	2,3190222	2,0192849	3,018007552	0,58144282
18	0,9454218	-0,160137	3,018007552	1,071249713
19	0,6851825	-0,186082	3,018007552	0,533725982
20	0,7426006	-0,333107	0,049992878	0,95260244
21	1,2442546	0,2031002	-0,411423692	1,782961396
22	0,6692524	0,5922827	-0,411423692	0,864849313
23	0,4148431	0,0733727	-0,414130171	0,228309561
24	-0,869089	-0,60121	-0,414130171	-0,113532146
25	-1,642294	-1,068229	-0,414130171	-2,224823105
26	-1,783591	-1,310387	-0,414130171	-1,453673151
27	-1,654672	-1,154714	-0,414130171	-1,42962845
28	-1,394125	-1,00769	-0,243656617	-1,512480929
29	-1,32712	-1,00769	0,049992878	-1,342964355
30	-1,333443	-1,00769	0,049992878	-0,859147144
31	-0,613079	-0,14284	0,049992878	-0,106224162

У процесі побудови зазначеної математичної моделі з застосуванням відповідних обчислювальних засобів було встановлено, що між першим і другим чинниками наявна мультиколінеарність. Тому друга незалежна змінна (таблиця Е.1) була виключена з подальшого процесу побудови математичної моделі. Таким чином, було одержано шукане рівняння багатofакторної регресії:

$$W - 15577,752 = 0,0586(Q - 178400,81) - 0,4854(z - 15577,752).$$

З урахуванням зробленої раніше заміни змінних остаточне рівняння математичної моделі обсягу споживання електричної енергії на компресорній станції має вигляд:

$$W = 0,0586Q - 77019858e^{-T} + 5272,004.$$

При цьому коефіцієнт повної детермінація для цієї моделі  $D_{\Sigma} = 0,61107$ . (відповідно, коефіцієнт множинної кореляції  $R_{\Sigma} = 0,7817$ ). Отже, ця математична модель є достатньо адекватною і може застосовуватись для здійснення оперативного контролю ефективності використання електричної енергії на компресорній станції, що розглядається.

Наступним кроком, який необхідно періодично здійснювати в процесі оперативного контролю енергоефективності, є встановлення для відповідних технологічних об'єктів обґрунтованих цільових змінних електроспоживання. Як зазначалося у підрозділі 6.3, такі цільові змінні мають встановлюватись на основі відповідних математичних моделей обсягу споживання електроенергії.

Однак, будь-яка математична модель, побудована за статистичними даними, в тому числі, і наведена вище модель обсягу споживання електричної енергії на компресорній станції, має залишкову похибку. Тому, перш ніж встановлювати необхідні для контролю енергоефективності цільові змінні, потрібно врахувати похибку моделювання. Для врахування залишкової похибки математичної моделі обсягу витрат електроенергії на компресорній станції до цієї моделі було побудовано довірчий інтервал, верхня і нижня межа якого для кожного окремого моменту часу визначалася за формулою (6.4). Процес та результати побудови такого довірчого інтервалу для значень електроспоживання компресорної станції, за якими було побудовано відповідну математичну модель, наведено в таблиці Е.5. Межі цього довірчого інтервалу графічно представлено також на рис. Е.1.

Таблиця Е.5 – Визначення меж довірчого інтервалу для значень електроспоживання компресорної станції, за якими було побудовано відповідну математичну модель

№ з/п	Чинники		Залежна змінна		Результати розрахунку меж довірчих інтервалів				
	$Q$ , м <sup>3</sup> /добу	$T$ , °C	$W_{\text{факт}}$ , кВт·год	$W_{\text{розрах}}$ , кВт·год	$\sqrt{[X(p)][D][X^T(p)]}$	$S_e$	$T\left(\frac{\alpha}{2}, f_e\right)$	$W_{\text{верх}}$ , кВт·год	$W_{\text{ниж}}$ , кВт·год
1	189216	28	17512	16360,06155	1,118720491	2176,104	2	21228,97	11491,16
2	213980	30	18005,3	17811,23199	1,226994356	2176,104	2	23151,37	12471,1
3	217675	30	17769,8	18027,75899	1,236474806	2176,104	2	23409,16	12646,36
4	176453	30	13095,9	15612,14979	1,135534715	2176,104	2	20554,23	10670,07
5	145999	30	10629,5	13827,54539	1,068808843	2176,104	2	18479,22	9175,866
6	157015	27	12282,7	14473,08286	1,017853718	2176,104	2	18902,99	10043,17
7	161745	22	15805,1	14750,23952	0,912218613	2176,104	2	18720,41	10780,07
8	217982	22	18968,7	18045,72772	1,068323857	2176,104	2	22695,3	13396,16
9	160960	23	18893,4	14704,2521	0,932833474	2176,104	2	18764,14	10644,37
10	220108	23	19811,8	18170,3249	1,094203421	2176,104	2	22932,53	13408,12
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
20	214575	13	18901,7	17672,00875	0,903592672	2176,104	2	21604,63	13739,38
21	239012	18	21799,1	19276,93419	1,060771474	2176,104	2	23893,63	14660,24
22	211002	18	18595,5	17635,54819	0,97260777	2176,104	2	21868,54	13402,56
23	198609	20	16374,4	16910,33265	0,972504655	2176,104	2	21142,88	12677,79
24	136065	20	15181,6	13245,25425	0,801355288	2176,104	2	16732,92	9757,589
25	98400	20	7814,6	11038,08525	0,714750684	2176,104	2	14148,83	7927,341
26	91517	20	10505,4	10634,74145	0,700756854	2176,104	2	13684,58	7584,901
27	97797	20	10589,3	11002,74945	0,713499465	2176,104	2	14108,05	7897,451
28	110489	14	10300,2	11682,61518	0,600433293	2176,104	2	14295,83	9069,404
29	113753	13	10891,7	11763,83955	0,588111345	2176,104	2	14323,42	9204,256
30	113445	13	12579,9	11745,79075	0,587249985	2176,104	2	14301,63	9189,956
31	148536	13	15207,1	13802,12335	0,690558865	2176,104	2	16807,58	10796,67



Рисунок Е.1 – Довірчі інтервали для значень електроспоживання компресорної станції, за якими було побудовано математичну модель

Процес функціонування системи оперативного контролю ефективності енерговикористання полягає у періодичному контролі виконання встановлених цільових змінних електроспоживання. Для здійснення такого контролю на компресорній станції, з одного боку, після закінчення кожної доби реєструвалися нові значення фактичного обсягу споживання електроенергії, а також дані про обсяги виробництва стисненого повітря протягом цієї доби та про середню температуру повітря, що надходило до компресорів (таблиця Е.6).

З іншого боку, для кожної доби, що закінчилася, встановлювалися відповідні цільові змінні електроспоживання. Встановлення таких цільових змінних полягає у визначенні нових розрахункових значень обсягу споживання електроенергії, що здійснювалося на підставі побудованої для компресорної станції математичної моделі електроспоживання. Самі ж цільові змінні, необхідні для контролю енергоефективності, визначалися окремо для кожної нової доби, що закінчилася, як верхня та нижня межа відповідного довірчого інтервалу, встановленого до зазначеної математичної моделі.

Таблиця Е.6 – Визначення меж довірчого інтервалу для нових значень електроспоживання компресорної станції

Номер доби	Чинники		Залежна змінна		Результати розрахунку меж довірчих інтервалів				
	$Q$ , м <sup>3</sup> /добу	$T$ , °С	$W_{\text{факт}}$ , кВт·год	$W_{\text{розр}}$ , кВт·год	$\sqrt{[X(p)][D][X^T(p)]}$	$S_e$	$T\left(\frac{\alpha}{2}, f_e\right)$	$W_{\text{верх}}$ , кВт·год	$W_{\text{нижн}}$ , кВт·год
1	120129	20	9869,9	12311,40465	0,749053269	2176,104	2	15571,44	9051,369
2	112885	20	9923,6	11886,90625	0,714553089	2176,104	2	14996,79	8777,022
3	118641	18	10486,4	12223,19359	0,724892288	2176,104	2	15378,08	9068,311
4	139947	10	11634,9	9976,202056	0,77673639	2176,104	2	13356,72	6595,683
5	219149	10	13592	14617,43926	1,187930543	2176,104	2	19787,56	9447,318
6	226530	10	18398,2	15049,96586	1,226439617	2176,104	2	20387,69	9712,245
7	210235	10	17166,9	14095,07886	1,141452509	2176,104	2	19062,92	9127,239
8	209281	10	16722,7	14039,17446	1,136480349	2176,104	2	18985,37	9092,975
9	189594	10	15642,1	12885,51626	1,033974788	2176,104	2	17385,59	8385,442
10	191935	10	15736	13022,69886	1,04615278	2176,104	2	17575,77	8469,624
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
20	159494	35	13644,7	14618,3524	1,07373076	2176,104	2	19291,45	9945,252
21	176782	41	12665,2	15631,4292	1,212490749	2176,104	2	20908,44	10354,42
22	181402	41	14715,2	15902,1612	1,233236023	2176,104	2	21269,46	10534,86
23	207689	41	15582	17442,5794	1,353530774	2176,104	2	23333,43	11551,73
24	167274	41	13208,6	15074,2604	1,170228275	2176,104	2	20167,34	9981,183
25	197341	38	17771,7	16836,1866	1,277054556	2176,104	2	22394,19	11278,18
26	197363	38	18044,6	16837,4758	1,277157181	2176,104	2	22395,93	11279,02
27	186670	33	15648,7	16210,866	1,18095406	2176,104	2	21350,62	11071,11
28	120742	33	12206,5	12347,4852	0,881482885	2176,104	2	16183,88	8511,088
29	117707	38	14952,3	12169,6342	0,926079569	2176,104	2	16200,13	8139,143
30	146959	38	18026,8	13883,8014	1,04922195	2176,104	2	18450,23	9317,369
31	184025	38	17975,2	16055,869	1,215371045	2176,104	2	21345,42	10766,32



Процес побудови такого довірчого інтервалу є аналогічним тому, що здійснювався з метою визначення довірчих меж для значень електроспоживання компресорної станції, за якими було побудовано відповідну математичну модель. Результати побудови довірчих інтервалів для кожного з нових значень електроспоживання компресорної станції наведено в таблиці Е.6.

Як зазначалося у підрозділі 6.4, оперативний контроль виконання встановлених цільових змінних електроспоживання здійснювався з використанням методики послідовного аналізу Вальда. З цією метою заздалегідь було встановлено план контролю, який передбачав, що нижнє та верхнє граничне значення кількості випадків невиконання цільових змінних обсягу споживання електроенергії на компресорній станції, що розглядається, відповідно дорівнюють:  $p_0 = 5\%$ ,  $p_1 = 15\%$ . Використовуючи типові операційні характеристики, за встановленими значеннями  $p_0$  та  $p_1$  було визначено ймовірності появи похибок першого та другого роду:  $\alpha = 0,1$ ;  $\beta = 0,15$ .

Далі, використовуючи залежності (6.5)–(6.7) було розраховано параметри рівнянь прямих  $M_0$  і  $M_1$ , які утворюють карту контролю:  $h_0 = -1,481$ ;  $h_1 = 1,77$ ;  $s = 0,092$ . Отже, рівняння цих прямих мають вигляд:

$$M_0 = 0,092m - 1,481; M_1 = 0,092m + 1,77.$$

Кількість етапів контролю, необхідна для одержання достовірних його результатів, обчислена за формулою (6.8) і складає:  $M[n]_{\max} = 31$ .

Фрагмент цієї карти контролю, яка відповідає встановленому його плану, наведено на рис. Е.2.

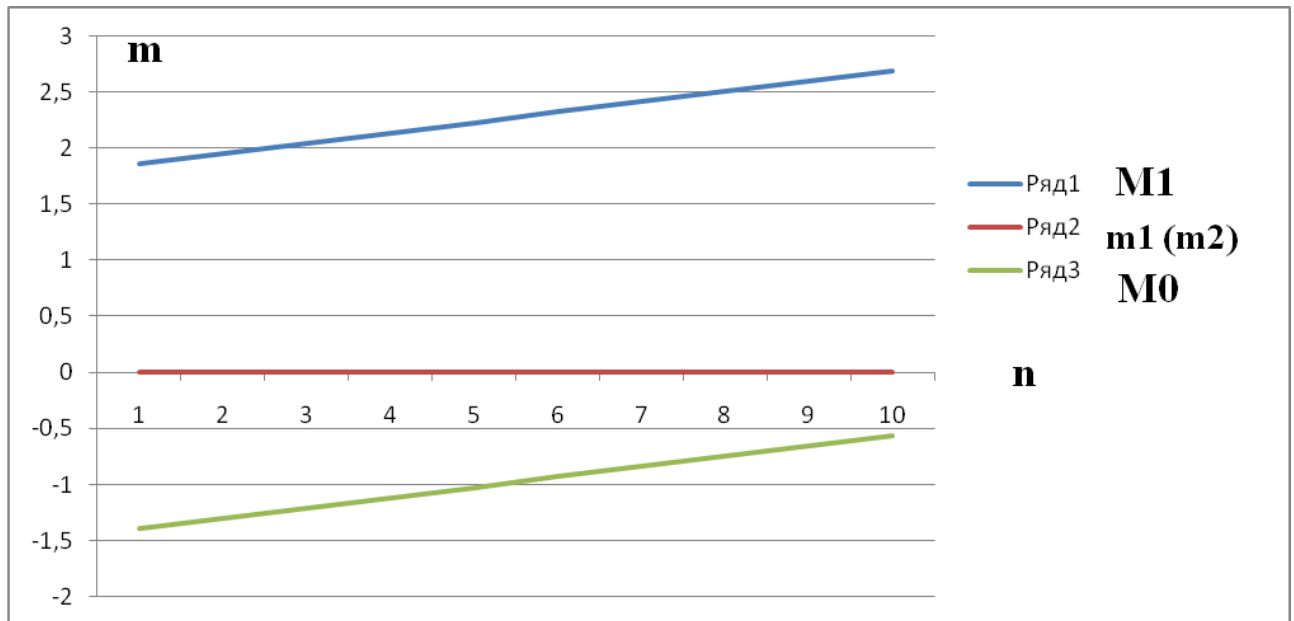
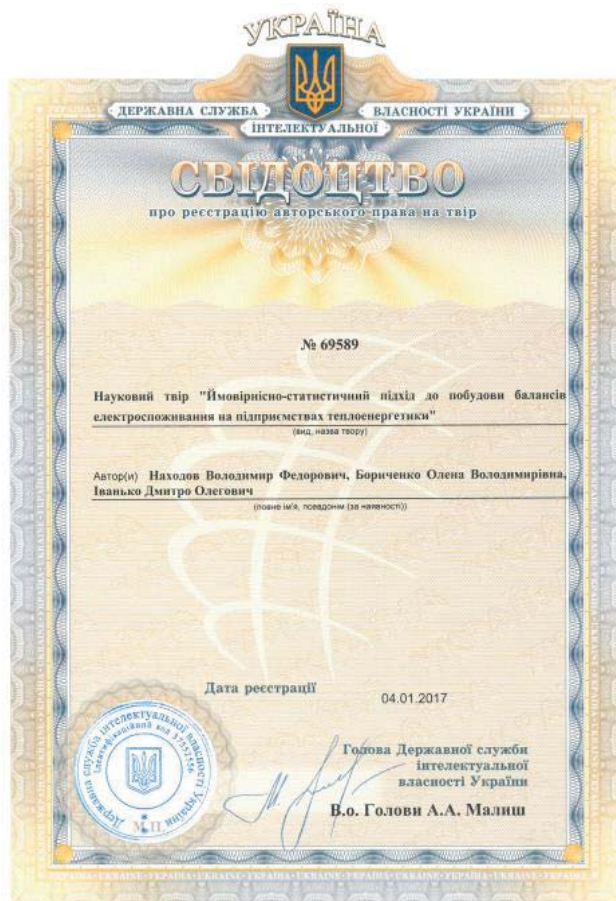


Рисунок Е.2 – Карта та результати контролю виконання цільових змінних електроспоживання для кожної нової доби, після завершення якої здійснювався оперативний контроль ефективності використання електричної енергії на компресорній станції

При цьому, як демонструють дані таблиці Е.6, всі значення фактичного обсягу споживання електричної енергії на компресорній станції знаходиться у межах довірчих інтервалів, побудованих для відповідних періодів (діб). Тому кількість випадків невиконання встановлених цільових змінних електроспоживання  $m1$  та  $m2$  дорівнюють нулю, що свідчать про те, що фактична ефективність використання електричної енергії на компресорній станції, що розглядається, відповідає її запланованому рівню.

**Додаток Ж**

**Документи, що підтверджують практичну значимість результатів  
дисертаційної роботи**







## МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ ТА ВУГІЛЬНОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ УКРАЇНИ

(Міненерговугілля України)

вул. Хрещатик, 30, м.Київ, 01601 тел.: (044) 206-38-44, 206-38-45, факс: 531-36-92  
E-mail: kanc@mev.gov.ua, Код ЄДРПОУ 37471933

№ \_\_\_\_\_

На № \_\_\_\_\_

від \_\_\_\_\_

### ДОВІДКА

про впровадження результатів  
дисертаційної роботи

**НАХОДОВА ВОЛОДИМИРА ФЕДОРОВИЧА** на тему  
«Управління режимами споживання та ефективністю використання  
електричної енергії в енергетичних системах»

Одним з результатів дисертаційного дослідження Находова В.Ф. на тему «Управління режимами споживання та ефективністю використання електричної енергії в енергетичних системах» є розроблена здобувачем методологія застосування ймовірно-статистичних методів для побудови прогнозних балансів споживання електричної енергії.

Практична цінність зазначеного результату дисертаційної роботи Находова В.Ф. полягає у тому, що в умовах недостатніх та нечітко визначених вихідних даних, які є характерними для більшості вітчизняних виробничо-господарських об'єктів, використання методів теорії ймовірності та математичної статистики, у порівнянні з розрахунково-аналітичним методом, дає можливість будувати більш достовірні та обґрунтовані прогнозні баланси споживання електричної енергії.

Одержані в дисертаційній роботі результати в частині запропонованого здобувачем ймовірно-статистичного підходу до побудови балансів споживання електроенергії використовуються при формуванні пропозицій до створення та коригування відповідних методичних і нормативно-правових документів.

Довідка видана для подання до спеціалізованої вченої ради за місцем захисту дисертації.

Заступник Міністра



А. Корзун

217140



Енергія

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ  
СІКОРСЬКОГО»

НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ІНСТИТУТ  
АВТОМАТИКИ ТА ЕНЕРГЕТИКИ «ЕНЕРГІЯ»

НДІ «ЕНЕРГІЯ», КПІ-4110,  
проспект Перемоги, 37, Київ-56, 03056, Україна Тел/факс: +38 (044) 204-85-21

№ 4110/03

5 березня 2018 р.

## ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи

**НАХОДОВА ВОЛОДИМИРА ФЕДОРОВИЧА**

на тему:

«Управління режимами споживання та ефективністю  
використання електричної енергії в енергетичних системах»

Одним з напрямків дисертаційного дослідження Находова В.Ф. є удосконалення та подальший розвиток методології побудови та функціонування систем оперативного контролю ефективності використання електроенергії технологічними об'єктами.

Практичний інтерес одержаних в дисертації результатів у зазначеному напрямі являють запропонований здобувачем комплексний підхід до вибору чинників, які потрібно враховувати при побудові математичних моделей «базових ліній» електроспоживання технологічних об'єктів, створені методологічні основи встановлення цільових змінних обсягу споживання електроенергії, що дозволяють враховувати залишкову похибку моделювання і встановлювати більш об'єктивні та обґрунтовані величини зазначених цільових змінних, а також розроблена процедура контролю виконання встановлених цільових змінних, яка дає змогу оперативно визначати моменти невідповідності підвищення або зниження ефективності використання електричної енергії на відповідних об'єктах.

Зазначені результати дисертаційної роботи Находова В.Ф. використовуються НДІ «Енергія» при виконанні робіт по проектуванню та впровадженню АСКОВЕ промислових та комунально-побутових підприємств України, а також інтегрованих систем АСДУ та АСКОВЕ енергопостачальних компаній.

Довідка видана для подання до спеціалізованої вченої ради за місцем захисту дисертації.

Директор



В.П. Калінчик





ТОВ «УКРЕНЕРГОЕФЕКТ»  
01054, м. Київ, вул. Ярославів Вал, буд. 13/25  
тел. (044) 337-23-50, (063) 116-89-44  
<http://ukrenergoeфект.com.ua>

Вих. № 12-12/17 від 12.12.2017

**Довідка**  
**про впровадження результатів дисертаційної роботи**  
*Находова Володимира Федоровича*  
*на тему «Управління режимами споживання та ефективністю*  
*використання електричної енергії в енергетичних системах»*

Дисертаційне дослідження Находова В.Ф. на тему «Управління режимами споживання та ефективністю використання електричної енергії в енергетичних системах» присвячено, зокрема, вирішенню таких проблем як удосконалення та подальший розвиток методів побудови балансів споживання електричної енергії, а також створення та застосування систем оперативного контролю ефективності використання електроенергії на виробничо-господарських об'єктах.

Запропонований здобувачем ймовірно-статистичний підхід до побудови електробалансів має практичну цінність, оскільки, на відміну від традиційного розрахунково-аналітичного методу, дозволяє за недостатніми та нечітко визначеними вихідними даними будувати більш обґрунтовані та достовірні баланси споживання електричної енергії, що є важливим, зокрема, для коректного вирішення задач нормування питомих витрат електричної енергії у суспільному виробництві.

Розроблена дисертантом методологія створення та функціонування локальних систем оперативного контролю ефективності використання електроенергії технологічними об'єктами також являє значний практичний інтерес, так як завдяки застосуванню спеціальних методів дозволяє оперативно визначати моменти невідповідності підвищення або зниження ефективності використання електричної енергії на технологічних об'єктах, своєчасно планувати та здійснювати заходи, необхідні для підтримання заданого рівня енергоефективності, а також кількісно оцінювати обсяги економії або перевитрати електроенергії, яка відбувалася протягом відповідних періодів.

Зазначені результати дисертаційної роботи Находова В.Ф. використовуються ТОВ «Укренергоефект» при виконанні відповідних замовлень, зокрема, ці результати було використано при проведенні енергетичного аудиту на ПАТ «Нікопольський феросплавний завод», що виконувався в 2015 році.

Довідка видана для подання до спеціалізованої вченої ради за місцем захисту дисертації.

Директор



Д.В. Бориченко

Вик.: Савісько Василь,  
(098) 447-32-28



**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Перший проректор Національного  
технічного університету України  
«Київський політехнічний інститут  
імені Ігоря Сікорського»,  
акад. НАН України, д.т.н., професор  
Ю.І. Якименко  
«12» 03 2018 р.

**АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ**

результатів дисертаційної роботи доцента кафедри електропостачання, к.т.н.  
Находова Володимира Федоровича у навчальний процес КПП ім. Ігоря Сікорського

Ми, що нижче підписалися, в.о. завідувача кафедри електропостачання М.М. Федосенко, голова методичної комісії ІЕЕ А.Л. Ган склали цей акт про те, що результати наукових досліджень за темою докторської дисертаційної роботи Находова Володимира Федоровича «Управління режимами споживання та ефективністю використання електричної енергії в енергетичних системах» використовуються у навчальному процесі інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПП ім. Ігоря Сікорського на кафедрі електропостачання.

Найменування впровадженого результату	Форма впровадження та досягнутий практичний ефект
<p>Аналіз результатів застосування існуючих в Україні диференційованих за зонами доби тарифів на електричну енергію як засобу управління режимами електроспоживання.</p> <p>Методологічні основи визначення характеру та ступеню впливу на нерівномірність добових графіків навантаження енергосистеми попиту груп споживачів на електричну потужність.</p> <p>Методологічні засади визначення фактичних зон доби зі статистично різним рівнем електричного навантаження енергосистеми та груп споживачів.</p> <p>Методологічні основи встановлення «базових ліній» та цільових змінних електроспоживання в системах оперативного контролю ефективності використання електричної енергії, що базуються на побудові багатофакторних математичних моделей обсягу споживання електроенергії та на визначенні меж довірчих інтервалів до цих моделей.</p> <p>Методологія здійснення оперативного контролю виконання встановлених цільових змінних електроспоживання на основі застосування методу послідовного аналізу Вальда.</p>	<p>Матеріали дисертаційної роботи впроваджено у вигляді лекційних та практичних занять з дисципліни «Маркетингові дослідження в енергетиці».</p> <p>Впровадження зазначених науково-методичних матеріалів дозволило наводити в лекційному матеріалі більш сучасні відомості про результати використання діючих диференційованих за зонами доби тарифів на електричну енергію, а також застосовувати удосконалені методи при вирішенні відповідних практичних задач.</p> <p>Матеріали дисертаційної роботи впроваджено у вигляді лекційних та практичних занять з дисципліни «Методи контролю ефективності енерговикористання».</p> <p>Впровадження зазначених науково-методичних матеріалів дозволило наводити в лекційному матеріалі більш сучасні відомості про методи та способи здійснення оперативного контролю енергоефективності виробничо-господарських та технологічних об'єктів, а також застосовувати удосконалені методи при вирішенні відповідних практичних задач.</p>

Завідувач кафедри  
електропостачання, д.т.н.

Голова методичної комісії ІЕЕ,  
к.т.н., доц.

В.А. Попов

А.Л. Ган